

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Специальность – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Облачная система автоматизированного управления подготовкой нефти

УДК: 622.276.8:004.415.2:004.422

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Каширин Александр Сергеевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	Доцент, к.т.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	Доцент, к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Е.В.	Доцент, к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Громаков Е.И.	Доцент, к.т.н.		
Руководитель ОАР ИШИТР	Филипас А.А.	Доцент, к.т.н.		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

По направлению 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные и математические знания для решения научных и инженерных задач в области анализа, синтеза, проектирования, производства и эксплуатации систем автоматизации технологических процессов и производств.	Требования ФГОС ОПК2 ОПК3 ОПК4 ПК1 ПК2 ПК20 ПК22 CDIO Syllabus (2.4, 2.5, 4.1, 4.2), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.1, 5.2.8), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования профессионального стандарта 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам»,
P2	Применять передовой отечественный и зарубежный опыт в области автоматизации технологических процессов и производств при решении производственных задач.	Требования ФГОС ОПК2, ОПК3, ПК1, ПК8, ПК9, ПК15, ПК18 CDIO Syllabus (2.2, 4.2), Критерий 5 АИОР (п. 5.2.2.), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования профессионального стандарта 40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А). Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики Требования профессионального стандарта 40.178 «Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами»
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств.	Требования ФГОС ОПК2, ОПК3, ОПК4, ПК1 ПК5 ПК8 ПК9, ПК4 ПК10, ПК11 ПК18 Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования профессионального стандарта 40.178 «Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами» Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и

		автоматики (КИП и А) А, В, С, D, E, F, G (01.3-02.3 01.4-02.4, 01.5-02.5) Требования работодателей: ОАО "ТомскНИПИнефть",»
P4	Разрабатывать системы автоматизации технологических процессов и производств с использованием передовых научно-технических знаний и достижений мирового уровня, проектировать устройства автоматизации и обосновывать экономическую целесообразность решений	Требования ФГОС ПК1 ПК2 ПК3 ПК5 ПК6 ПК7 ПК8 ПК9 ПК11 CDIO Syllabus (3.2, 4.4, 4.8) Критерий 5 АИОР (п. 5.2.4), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> 40.158 Профессиональный стандарт Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А А, В, С, D, E, F, G (01.3-02.3 01.4-02.4, 01.5-02.5) Требования профессионального стандарта 40.178 «Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами» Требования работодателей: ОАО "ТомскНИПИнефть", НПП «Томская электронная компания», НИПИ «ЭлеСи»
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области современных систем автоматизации.	Требования ФГОС ОПК5 ПК5 ПК7 Критерий 5 АИОР (п. 5.2.5, 5.2.6) согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> CDIO Syllabus (4.4, 4.5),
P6	Внедрять и использовать подходящее программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты при решении задач автоматизации технологических процессов и производств, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды.	Требования ФГОС, ОК-5 ОК-6 ОПК-1, ПК-2 ПК-5 ПК-9 ПК-10, ПК-11 Критерий 5 АИОР (п.5.2.7), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования работодателей: НПП «Томская электронная компания», НИПИ «ЭлеСи», ООО «Сибавтоматика+» 40.158 Профессиональный стандарт Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики Техническое

		обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А) А, В, С, D, E, F, G (01.3-02.3 01.4-02.4, 01.5-02.5) Требования профессионального стандарта 40.178 «Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами»
P7	Применять высоко технологичное программно-техническое оборудование, оснащение и инструменты для решения задач автоматизации технологических процессов и производств.	Требования ФГОС, ОПК2, ОПК3, ПК1, ПК3, ПК4, ПК7, ПК8, ПК-5, ПК-11 ПК21 Критерий 5 АИОР (п.5.2.7), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования работодателей: НПП «Томская электронная компания», НИПИ «ЭлеСи», ООО «Сибавтоматика+» 40.158 Профессиональный стандарт Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А) А, В, С, D, E, F, G (01.3-02.3 01.4-02.4, 01.5-02.5) Требования профессионального стандарта 40.158 Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А). Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде с пониманием культурных, языковых и социально – экономических различий.	Требования ФГОС, ОК3, ПК3, ПК4 Критерий 5 АИОР (п. 5.2.10, 5.2.11), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P9	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя группы с ответственностью за риски и работу коллектива при решении инновационных инженерных задач в области автоматизации технологических процессов и производств, демонстрировать при этом готовность следовать профессиональной этике и нормам	Требования ФГОС ОК4, ОПК4 Syllabus (2.4,3.1, 3.2, 3.3. Критерий 5 АИОР (п. 5.2.9, 5.2.13), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>

P10	Иметь широкую эрудицию, в том числе знание и понимание современных общественных и политических проблем, вопросов безопасности и охраны здоровья сотрудников, юридических аспектов, ответственности за инженерную деятельность, влияния инженерных решений на социальный контекст и окружающую среду.	Требования ФГОС ОК1 ОК2 ОК8 ПК3 ПК4 Syllabus (4.3, 4.7, 4.8). Критерий 5 АИОР (п. 5.2.10, 5.2.12), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
P11	Самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности, поддерживать должный уровень физической подготовленности	Требования ФГОС ОК5 CDIO Syllabus (2.4). Критерий 5 АИОР (п. 5.2.14), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i>
Специализация «Автоматизация технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли»		
P12	Решать задачи производственного анализа, связанные с проектированием и созданием современных систем автоматизации технологических процессов и производств в нефтегазовой отрасли.	Требования ФГОС ОК1-ОК8, ОПК1-ОПК 5 ПК1_ПК11, ПК18-ПК22 Критерий 5 АИОР (п. 5.2.3), согласованный с требованиями международных стандартов <i>EUR-ACE</i> и <i>FEANI</i> Требования профессионального стандарта 40.011 «Специалист по научно-исследовательским и опытно-конструкторским разработкам», 40.158 Профессиональный стандарт Специалист в области контрольно-измерительных приборов и автоматики Техническое обслуживание контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИП и А А, В, С, D, E, F, G (01.3-02.3 01.4-02.4, 01.5-02.5) Требования профессионального стандарта 40.178 «Специалист в области проектирования автоматизированных систем управления технологическими процессами»

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Специальность – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела(модуля)/ вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Основная часть	75
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	Доцент, к.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	Доцент, к.т.н.		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Специальность – 15.03.04 Автоматизация технологических процессов и производств
 Отделение школы – Отделение автоматизации и робототехники

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Громаков Е.И.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Каширин Александр Сергеевич

Тема работы:

Облачная система автоматизированного управления подготовкой нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	02.03.202 №62-561с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i>	Объект исследования: дожимная насосная станция установки подготовки нефти. Цель работы: проектирование облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станцией установки подготовки нефти Оборудование должно соответствовать требованиям, применяемым в нефтегазовой отрасли. Разрабатываемая модель контура регулирования должна иметь оптимальные параметры переходного процесса.
--	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Описание технологического процесса; Разработка структурной схемы АС; Разработка функциональной схемы автоматизации; Разработка схемы информационных потоков АС; Выбор средств реализации АС; Разработка схемы внешних проводок; Разработка алгоритмов управления АС; Разработка экранных форм АС; Разработка облачной системы управления АС; Проектирование работы системы регулирования.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Функциональная схема автоматизации по ГОСТ; Функциональная схема по ANSI; Схема соединений внешних проводок; Структурная схема; Структурная схема информационных потоков; Алгоритм аварийного перекрытия электрозадвижки;</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Трубченко Т.Г.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Белоенко Е.В.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Громаков Е.И.	Доцент, к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Каширин А.С.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Каширину Александру Сергеевичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 - Автоматизация технологических процессов и производств

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 33664 руб. Материальные затраты – 825 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Накладные расходы 10%; Районный коэффициент 30% Норма амортизации 33,3 %
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30 %

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования. Интегральный показатель ресурсоэффективности – 2,45 Интегральный показатель эффективности – 8,3 Сравнительная эффективность проекта – 2,412

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. Альтернативы проведения НИ
4. График проведения и бюджет НИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Т.Г.	Доцент, к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Каширин Александр Сергеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8Т6А	Каширину Александру Сергеевичу

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	15.03.04 - Автоматизация технологических процессов и производств

Тема ВКР:

Облачная система автоматизированного управления подготовкой нефти

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является дожимная насосная станция установки подготовки нефти. Рабочая зона оператора АСУ ТП располагается в диспетчерской за персональным компьютером. Область применения объекта исследования – производство, занимающееся добычей, подготовкой и транспортировкой нефти
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы»
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	1. Отклонение показателей микроклимата 2. Превышение уровня шума 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны 4. Повышенное значение электромагнитного излучения
3. Экологическая безопасность:	Вредные вещества: продукты сгорания попутного газа, выбросы нефти. Источники: факел, резервуары с нефтью, сепараторы.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Наиболее вероятной чрезвычайной ситуацией является возникновение пожара

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Звание, ученая степень	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Белоев Е.В.	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8Т6А	Каширин Александр Сергеевич		

РЕФЕРАТ

Бакалаврская работа содержит 103 страницы машинописного текста, 30 таблиц, 19 рисунков, 1 список использованных источников из 22 наименований, альбом графической документации.

Ключевые слова: облачная система автоматизированного управления, дожимная насосная станция, установка подготовки нефти, программируемый логический контроллер, нефтегазовый горизонтальный сепаратор, датчики, исполнительные механизмы.

Объект исследования: дожимная насосная станция (ДНС) установки подготовки нефти (УПН).

Цель работы: разработка облачной системы автоматизированного управления ДНС УПН.

В данной работе приведены решения по автоматизации работы дожимной насосной станции установки подготовки нефти, выбору контроллерного оборудования и датчиков, разработке схем автоматизации, соединения внешних проводок, информационных потоков, алгоритмов управления, алгоритмов облачного контроля.

Разработанная система может применяться в системах контроля, управления и сбора данных на промышленных предприятиях типа ДНС УПН. Разработанная система позволит сократить число аварий, увеличить производительность, повысить точность и надежность измерений.

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ	11
ОПРЕДЕЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ	16
ВВЕДЕНИЕ.....	20
1 ЗАДАНИЕ НА ПРОЕКТИРОВАНИЕ.....	21
1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП	21
1.2 Состав системы	21
1.3 Требования к системе	22
1.3.1 Требования к функциональным возможностям	22
1.3.2 Требования к техническому обеспечению	23
1.3.4 Требования к математическому обеспечению.....	24
1.3.5 Требования к информационному обеспечению	25
2 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ.....	26
2.1 Описание технологического процесса.....	26
2.1.1 Дожимная насосная станция установки подготовки нефти	26
2.1.2 Горизонтальный нефтегазовый сепаратор	27
2.1.3 Центробежный насос секционный.....	28
2.2 Разработка структурной схемы	29
2.2.1 Полевой уровень	29
2.2.2 Средний уровень	29
2.2.3 Верхний уровень	30
2.4 Объем автоматизации	30
2.5 Разработка функциональной схемы.....	31

2.6	Разработка схемы информационных потоков.....	32
2.7	Комплекс аппаратно-технических средств	35
2.7.1	Выбор датчиков расхода	35
2.7.2	Выбор датчиков температуры	38
2.7.3	Выбор датчиков уровня.....	40
2.7.4	Датчик дифференциального давления.....	42
2.7.5	Выбор задвижки.....	43
2.7.6	Выбор электрозадвижки.....	45
2.7.7	Выбор клапана.....	47
2.7.8	Выбор контроллерного оборудования.....	49
2.8	Разработка схемы внешних проводок.....	50
2.9	Разработка алгоритмов управления	53
2.9.1	Алгоритм аварийного перекрытия электрозадвижки	54
2.9.2	Алгоритм регулирования уровня жидкости в сепараторе.....	54
2.10	Разработка облачной системы	58
2.10.1	Создание сервера	59
2.10.2	Создание виджета	61
	Заключение по разделу.....	63
3	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	64
	Введение.....	64
3.1	Потенциальные потребители результатов исследования	64
3.2	Анализ конкурентных технических решений.....	65
3.3	SWOT – анализ.....	67
3.4	Планирование научно-исследовательской работы.....	69

3.4.1 Структура работ	69
3.4.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования 70	
3.5 Бюджет научно-технического исследования	74
3.5.1 Расчет материальных затрат	74
3.5.2 Расчет амортизационных отчислений	75
3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды 76	
3.5.4 Расчет накладных расходов	77
3.5.5 Расчет общей себестоимости	78
3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	78
Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	81
4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	83
Введение	83
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	83
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства..	83
4.1.2 Основные эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны исследователя	84
4.2 Производственная безопасность	86
4.2.1 Отклонение показателей микроклимата	86
4.2.2 Превышение уровня шума	88
4.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны	89
4.2.4 Повышенное значение электромагнитного излучения	90

4.2.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)	91
4.3 Экологическая безопасность	92
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
4.5 Вывод по разделу «Социальная ответственность»	95
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	96
CONCLUSION	98
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ.....	100
ПРИЛОЖЕНИЕ А	103
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	104

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ И ОБОЗНАЧЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Автоматизированная система управления технологическим процессом (АСУ ТП) – комплекс программных и технических средств управления технологическим оборудованием на предприятиях. Под АСУ ТП обычно понимается комплексное решение, обеспечивающее автоматизацию основных технологических операций на производстве в целом или каком-то его участке, выпускающем относительно завершённый продукт.

Автоматизированное рабочее место (АРМ) – совокупность методических, языковых, аппаратных и программных средств, обеспечивающих автоматизацию функций пользователя в некоторой предметной области и позволяющих оперативно отражать его информационные и вычислительные запросы.

Архитектура автоматизированной системы – это набор значимых решений по организации системы программного обеспечения, набор структурных элементов и их интерфейсов, при помощи которых конструируется АС.

Интерфейс (RS-232C, RS-422, RS-485, CAN) – совокупность средств (программных, технических, лингвистических) и правил для обеспечения взаимодействия между различными программными системами, между техническими устройствами или между пользователем и системой.

Интернет вещей (Internet of Things) – система объединённых компьютерных сетей и подключённых физических объектов (вещей) со встроенными датчиками и ПО для сбора и обмена данными, с возможностью удалённого контроля и управления в автоматизированном режиме, без участия человека.

Информационное обеспечение – совокупность форм документов, классификаторов, нормативной базы и реализованных решений по объемам, размещению и формам существования информации, применяемой в автоматизированной системе при ее функционировании.

Мнемосхема – представление технологической схемы в упрощенном виде на экране АРМ.

Объект управления (ОУ) – обобщающий термин кибернетики и теории автоматического управления, обозначающий устройство или динамический процесс, управление поведением которого является целью создания системы автоматического управления. Иначе говоря, объект управления – это то, чем управляют.

Программируемый логический контроллер (ПЛК) – специализированное компьютеризированное устройство, используемое для автоматизации технологических процессов. В отличие от компьютеров общего назначения, ПЛК имеют развитые устройства ввода-вывода сигналов датчиков и исполнительных механизмов, приспособлены для длительной работы без серьезного обслуживания, а также для работы в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Пропорционально-интегрально-дифференциальный (ПИД) регулятор – устройство, используемое в системах автоматического управления для поддержания заданного значения задаваемого параметра. На вход ПИД-регулятора поступает ошибка отклонения сигнала, на выходе формируется управляющее воздействие,

Протокол *FieldBus* – обобщенное название набора правил, позволяющего осуществлять соединение и обмен данными между двумя и более включёнными в соединение программируемыми устройствами.

Профиль автоматизированной системы – согласно (ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-1-99) определяется как подмножество и/или комбинации базовых стандартов информационных технологий, необходимые для реализации требуемых наборов функций АС. Для определения места и роли каждого

базового стандарта в профиле требуется концептуальная модель. Такая модель, называемая OSE/RM (Open System Enviroment/Reference Model), предложена в ГОСТ Р ИСО МЭК ТО 10000-3-99.

Распределенная система управления (PCY) – система управления технологическим процессом, характеризующаяся построением распределенной системы ввода-вывода и децентрализацией обработки данных.

Система управления базами данных (СУБД) – это совокупность программных и языковых средств, предназначенных для управления данными в базе данных, ведения базы данных, обеспечения многопользовательского доступа к данным.

Стандарт – образец, эталон, модель, принимая за исходные для сопоставления с ними других подобных объектов.

Тег (tag – точка) – единица информации в БД. Она имеет уникальное имя и ряд свойств, зависящих от его типа.

Техническое задание на АС (ТЗ) – утвержденный в установленном порядке документ, определяющий цели, требования и основные исходные данные, необходимые для разработки автоматизированной системы.

Технологический процесс (ТП) – последовательность технологических операций, необходимых для выполнения определенного вида работ. Технологический процесс состоит из рабочих операций, которые, в свою очередь, складываются из рабочих движений (приемов).

ФЮРА.425280 – это код организации разработчика проекта (ТПУ); 425280 – это код классификационной характеристики проектной продукции по ГОСТ 3.1201-85 (в соответствии с шестизначной классификационной характеристикой ОКП этот код означает проектирование распределенного автоматизированного управления технологическим объектом).

SCADA (англ. Supervisory Control and Data Acquisition – диспетчерское управление и сбор данных) - инструментальная программа для разработки программного обеспечения систем управления технологическими процессами в реальном времени и сбора данных;

АС – автоматизированная система;

АРМ – автоматизированное рабочее место;

ДНС – дожимная насосная станция;

КИПиА – контрольно-измерительные приборы и автоматика;

ОУ – объект управления;

ПО – программное обеспечение;

САР – система автоматического регулирования;

УПН – установка подготовки нефти;

ЧП – частотный преобразователь;

ANSI/ISA (American National Standards Institute / Instrument Society of America) – Американский национальный институт стандартов / Американское национальное общество;

PLC/ПЛК (Programmable Logic Controllers) – программируемые логические контроллеры.

ВВЕДЕНИЕ

Автоматизация технологических производств оказывает огромное влияние на повышение качества выпускаемой продукции компаниями-производителями, значительное влияние на производительность труда. Автоматизация позволяет использовать ресурсы экономнее при росте производительности.

Автоматизация – это перспективное направление развития промышленности и прогресса, оно позволяет освободить человека от множества операций, которые необходимо было выполнять вручную.

Современные автоматизированные системы позволяют управлять технологическим процессом в реальном времени при наличии минимального количества персонала, повышая надежность, производительность и качество производства, и одновременно снижая трудозатраты на производство единицы продукции. Более того, сегодня существуют автоматические системы, работающие без контроля человека длительное время.

По мере развития промышленности, автоматизация все больше проникала во все сферы деятельности человека. Она также получила свое распространение как на основные процессы производства, так и на вспомогательные.

Однако, сегодня на рынке существуют решения, позволяющие продвинуть автоматизацию на новый уровень производства. За это отвечают новые SCADA системы четвертого поколения или системы облачного управления. Последние также называются системами интернета вещей (от англ. аббр. IoT – Internet of Things).

Целью данной работы является проектирование облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти, позволяющей в автоматизированном режиме измерять и управлять параметрами системы.

1 ТРЕБОВАНИЯ К СИСТЕМЕ

1.1 Назначение и цели создания АСУ ТП

Дожимная насосная станция (ДНС) установки подготовки нефти предназначена для придания жидкости дополнительного напора, то есть ее дожима в случаях, когда давления, создаваемого погружными насосами недостаточно. Это осуществляется за счет центробежных секционных насосов (ЦНС). Однако, для предотвращения негативного влияния газа в составе газожидкостной смеси, поднимаемой на поверхность на центробежные насосы, применяют нефтегазовые сепараторы.

Основные цели АСУ ТП:

- 1) проведение первичных процессов дегазации газожидкостной смеси в автоматическом режиме;
- 2) поддержание технологических параметров, необходимых для наиболее эффективной работы ДНС УПН в допустимых пределах;
- 3) учет нефти на выходе станции;
- 4) обеспечение эффективного управления ТП путем передачи достаточного объема информации оперативному персоналу.

1.2 Состав системы

Для обеспечения необходимой степени дегазации газожидкостной смеси система должна включать:

- 1) нефтегазовые сепараторы;
- 2) центробежные секционные насосы (ЦНС);
- 3) аварийную свечу сброса газа;
- 4) регулирующие клапаны;
- 5) задвижки;

- 6) датчики давления, уровня, расхода и температуры;
- 7) система сбора и обработки информации.

1.3 Требования к системе

Проектируемая система должна соответствовать требованиям ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированная система управления. Общие требования», с учетом требований, изложенных ниже.

1.3.1 Требования к функциональным возможностям

Перечень задач АСУ ТП и требования к качеству их выполнения. В соответствии с ГОСТ 24.104-85 «Автоматизированные системы управления. Общие требования» [1] АСУ ТП должна обеспечивать:

- 1) автоматизированный сбор и первичную обработку технологической информации. Сюда входит опрос всех датчиков, то есть снятие с датчиков сигналов, затем должно осуществляться масштабирование снятого сигнала и его перевод в действительные значения в соответствии с градуированными характеристиками аналоговых измерительных элементов. Также должна осуществляться фильтрация сигналов от высокочастотных помех;

- 2) автоматический контроль состояния технологического процесса, предупредительную сигнализацию при выходе технологических показателей за установленные границы – любые действия, предпринимаемые оператором при работе с системой, должны быть защищены от всевозможных ошибок. Чтобы избежать аварий и ЧС, система должна выполнять действия, которые соответствуют документации на систему и не выходят за установленные пределы. Система должна учитывать уровень полномочий персонала, осуществляющего управление, и игнорировать действия в случае нехватки полномочий;

3) управление технологическим процессом в реальном масштабе времени, то есть оператор должен иметь возможность видеть состояние датчика/параметра в текущий момент времени. Для аналоговых датчиков необходимо подбирать период опроса индивидуально;

4) представление информации в удобном для восприятия и анализа виде – в автоматизированном режиме на экран панели оператора выводится оперативная информация о текущем состоянии оборудования и технологического процесса. Также оператор может вручную выполнить запрос в системе чтобы получить информацию. Вся информация представляется в виде мнемосхем, графиков и таблиц;

5) автоматическую обработку, регистрацию и хранение поступающей производственной информации;

6) автоматическое формирование отчетов;

7) контроль над работоспособным состоянием средств АСУ ТП, включая входные и выходные цепи полевого оборудования. Отказ любого элемента технических средств АСУ ТП не должен приводить к изменению положения или состояния исполнительных механизмов;

8) автоматизированную передачу данных на верхний уровень предприятия – АСУ ТП в автоматизированном режиме обеспечивает формирование и подготовку всех необходимых данных и передает их в заводскую локальную вычислительную сеть по расписанию или запросу;

9) защиту информации от несанкционированного доступа.

1.3.2 Требования к техническому обеспечению

Разрабатываемая АС должна быть открытой трехуровневой иерархической системой согласно стандартам международного уровня.

Комплекс технических средств, используемых в системе, должен быть минимально достаточным для выполнения функций, описанных в данном ТЗ. Комплекс технических средств должен строиться на основе следующих средств:

- 1) контрольно-измерительные приборы и автоматика;
- 2) подсистемы управления (контроллеры);
- 3) станция оператора;
- 4) средство хранения данных;
- 5) сетевое оборудование.

Должна быть предусмотрена возможность расширения системы путем подключения новых контроллеров. Контроллеры должны иметь модульную архитектуру в целях свободной компоновки каналов ввода/вывода.

СИ, используемые в комплексе, должны иметь стандартные сигналы диапазоном 4-20мА. Датчики, находящиеся в пожароопасных или взрывоопасных зонах, должны выполняться в исполнении, отвечающим требованиям взрывозащиты. Коммутационные подключения к ним должны быть выполнены с использованием модулей с искробезопасными входными сетями, либо с использованием внешних барьеров искробезопасности, размещенных в отдельном конструктиве.

Комплекс технических средств должен быть устойчивым в условиях рабочей среды, быть ремонтнопригодным и заменяемым, а также работать от питания промышленных сетей переменного тока с напряжением 220 или 380В и при колебаниях этого напряжения диапазоне $\pm 10\%$.

1.3.4 Требования к математическому обеспечению

Математическое обеспечение системы должно представлять из себя совокупность математических методов, моделей и алгоритмов обработки информации, необходимых для создания и эксплуатации АСУ ТП. Разработка математического обеспечения должна производиться с учетом требований, предъявляемых к системам реального времени. В ходе разработки математического обеспечения должны быть созданы:

- 1) алгоритмы функционального назначения (для решения задач обработки информации контроллерами);

2) алгоритмы специального назначения (для решения математических задач на уровне облачного управления).

1.3.5 Требования к информационному обеспечению

По результатам проектирования должны быть представлены:

- 1) состав, структура и способы организации данных в АС;
- 2) порядок информационного обмена между компонентами и составляющими частями АС;
- 3) структура процесса сбора, обработки и передачи информации в АС;
- 4) информация по визуальному представлению данных и результатам мониторинга.

В состав информационного обеспечения должны входить:

- 1) унифицированная система электронных документов, выраженная в виде набора форм статической отчетности;
- 2) распределенная структурированная база данных, хранящая систему объектов;
- 3) средства ведения и управления базами данных.

Каждый элемент контроля и управления должен иметь свой идентификатор (ТЕГ).

2 РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ

2.1 Описание технологического процесса

2.1.1 Дожимная насосная станция установки подготовки нефти

Если давление, создаваемое погружными насосами недостаточно для транспортировки добываемой жидкости до пункта подготовки нефти УПН или НСП, то для придания жидкости дополнительного напора, то есть ее дожима, в системе сбора применяются дожимные насосные станции ДНС.

Принципиальная схема ДНС:

Из сборного коллектора продукция скважин поступает в нефтегазовые сепараторы, в которых при давлении около 6 атмосфер газ отделяется от жидкости, то есть осуществляется первая ступень сепарации. Отделившийся газ под давлением сепарации через узел учета газа поступает в газосборный коллектор, по которому далее транспортируется на газоперерабатывающий завод. А в аварийных случаях – на свечу сжигания.

Возможно, что на ДНС существуют вторая и третья ступени сепарации. Жидкость после сепараторов поступает на прием центробежных насосов типа ЦНС, которые придают жидкости давление, необходимое для ее дальнейшей транспортировки до УПН (установки подготовки нефти). Для определения количества жидкости, проходящей через ДНС после насосов, устанавливается оперативный узел учета. Отделение газа на ДНС необходимо для исключения его вредного влияния на работу центробежных насосов и предотвращения образования газовых пробок и пульсаций в напорных коллекторах.

2.1.2 Горизонтальный нефтегазовый сепаратор

Для отделения газа от добываемой продукции на ДНС устанавливаются горизонтальные нефтегазовые сепараторы типа НГС, которые являются сосудами, работающими под давлением, и оснащенные запорной арматурой, манометрами и предохранительными клапанами. Сепараторы должны в зависимости от условий эксплуатации и состоянии сосуда подвергаться периодически наружному и внутреннему осмотрам. Не реже одного раза в два года и гидравлическому испытанию не реже одного раза в 8 лет. На специальной табличке должны быть указаны регистрационный номер, разрешенное давление, число, месяц и год следующих осмотра и гидроиспытания.

Внутри сепаратора у патрубка водонефтегазовой смеси смонтирована распределительное устройство и наклонные желоба – дефлекторы. Возле патрубка, через который осуществляется выход газа установлены горизонтальные и вертикальные сетчатые отбойники. Газожидкостная смесь поступает в аппарат через вводный патрубок, изменяет свое направление и при помощи распределительного устройства направляется сначала в верхние наклонные желоба, а затем в нижние.

Отделившийся газ проходит сначала вертикальный каплеотбойник, затем горизонтальный. Эти каплеотбойники предотвращают вынос капелек жидкости из сепаратора потоком отделившегося газа. Выделившийся в сепараторе газ через патрубок поступает в газосборную сеть. Частично разгазированная жидкость скапливается в нижней части сепаратора и через выходной патрубок, оборудованный специальным диском, исключающий образование воронки, направляется на прием насосов. Уровень жидкости в сепараторе контролируется по уровнемеру и поддерживается в допустимых пределах путем изменения скорости откачки жидкости.

2.1.3 Центробежный насос секционный

Центробежный насос секционный (ЦНС) предназначен для перекачивания воды и других жидкостей. Насосы этой серии изготавливаются из ступеней от двух до десяти и маркируются следующим образом. Например, ЦНС 300-240. Такой насос имеет производительность $300 \text{ м}^3/\text{ч}$ и развивает напор в 240 метров водяного столба, то есть создает напор в 24 Атм. Конструктивно центробежные насосы состоят из корпуса и ротора. Корпусные детали насоса – это крышки входная и нагнетания, корпуса направляющих аппаратов, направляющие аппараты, передний и задний кронштейны.

Ротор насоса представляет собой вал, на который установлены рабочие колеса и диск разгрузки. Все эти детали стягиваются на валу гайкой. Опоры вала – подшипники качения, установленные в переднем и заднем кронштейнах.

Корпус направляющего аппарата, направляющий аппарат и рабочее колесо в совокупности образует ступень насоса. Ротор насоса приводится в движение электродвигателем через упругую втулочно-пальцевую муфту. Рабочее колесо, вращаясь, сообщает движение жидкости, находящейся между лопатками. В следствии возникающей центробежной силы, жидкость перемещается от центра колеса к его периферии, а освобождающееся пространство заполняется вновь поступающей из всасывающего трубопровода жидкостью. Из рабочего колеса жидкость поступает в каналы направляющего аппарата и затем в следующее рабочее колесо с давлением, созданным предыдущей ступенью. После прохождения каждой последующей ступени, давление увеличивается. Это позволяет при одной и той же производительности путем набора секций получать различные напоры. При этом насосы конструктивно отличаются длиной вала и количеством секций. Во время работы насоса вследствие давления жидкости возникает осевое усилие, которое стремится сместить ротор в сторону всасывания. Для уравнивания осевого усилия в насосе применяется диск разгрузки. Герметизация корпуса насоса в

местах выхода ротора осуществляется с помощью сальниковых уплотнений с грунт буксами.

Для защиты вала от износа в местах расположения сальников, на него надеваются защитные рубашки. Из последнего рабочего колеса жидкость через направляющий аппарат проходит в крышку нагнетания, откуда поступает в нагнетательный трубопровод.

2.2 Разработка структурной схемы

Проектирование автоматизированной системы выполнено по принципу трехуровневой иерархии. Структурная схема системы приведена в приложении на ФЮРА.420609.04.

2.2.1 Полевой уровень

На данном уровне располагаются местные показывающие приборы и первичные СИ, исполнительные механизмы и устройства местного управления.

Для контроля технологических параметров предусматривается использование средств КИПиА.

2.2.2 Средний уровень

Данный уровень предусматривает сбор и первичную обработку информации с устройств полевого уровня, контроль обозначенных параметров, передачу (прием) данных на средний уровень (со среднего уровня).

На основе информации, поступившей на средний уровень, формируются команды управления (автоматически или оператором). В данной проектируемой системе средний уровень представлен распределённой системой управления в составе двух шкафов (ввода-вывода и управления). Оба шкафа построены на базе ПЛК. Согласно МИ 2825-2003 для повышения надежности организовано

«горячее» резервирование. То есть оба шкафа работают вместе. В случае выхода из строя одного оборудования, резерв автоматически включается в работу без останова технологического процесса.

2.2.3 Верхний уровень

На данном уровне происходит сосредоточение, обработка и упорядочивание (формирование базы данных) информации с нижних уровней. Также предусматривается индикация необходимых параметров, регистрация и хранение информации. Здесь происходит формирование отчетной документации и осуществление управления технологическими режимами системы.

АРМ предназначено для отображения необходимого объема информации в удобном для восприятия виде и приема команд управления от оператора. С помощью серверной части выполняется хранение и обработка информации, а также обмен ею.

2.4 Объем автоматизации

В системе предусмотрено автоматическое регулирование следующих параметров:

- 1) уровень жидкости в нефтегазовых сепараторах;
- 2) мощность асинхронных двигателей ЦНС путем регулирования частоты силы тока.

Система контролирует следующие параметры:

- 1) давление в нефтегазовых сепараторах;
- 2) давление перепада на фильтрах до ЦНС;
- 3) давление перепада на фильтрах после ЦНС;
- 4) температура асинхронных двигателей ЦНС;
- 5) расход нефти.

Система автоматически производит прекращение подачи газожидкостной смеси в нефтегазовый сепаратор, если давление в нем превысило критическую норму. Также на сепараторах установлены предохранительные клапана, настроенные на давление ниже критического. Таким образом, если в сепараторе создается избыточное давление, то сначала срабатывают предохранительные клапана и происходит сброс газа в газгольдер. Если же давление после сброса газа продолжает расти, тогда срабатывает защита и перекрывается задвижка на линии подачи газожидкостной смеси в сепаратор. Такая система позволит избежать потери газа в аварийных ситуациях на свечу. Однако если даже перекрытие подачи флюида не помогло прекратить рост давления, то газ можно сбросить на свечу рассеивания для предотвращения взрыва.

2.5 Разработка функциональной схемы

Функциональная схема автоматизации (ФСА) – это технический документ, входящий в основной комплект рабочих чертежей, проектируемой системы автоматизации, согласно ГОСТ 21.408 – 2013 [2]. ФСА создается с целью отображения основных технических решений. Объект управления рассматривается как комплекс оборудования (основного и вспомогательного) со встроенными в него органами.

ФСА может быть выполнена упрощенным или развернутым способами. Отличие развернутого в том, что на схеме изображаются места расположения и состав средств автоматизации. Приборы и средства автоматизации изображаются в виде условных графических изображений, согласно ГОСТ 21.208-2013 [3].

На ФСА изображают технологическое оборудование и связующие элементы АС, средства автоматизации в объемах, предусмотренных РД 39-0137095-001-86 и ПБ 08-624-03, которые позволяют управлять основными технологическими процессами, регулировать наиболее важные параметры установок, измерять, регистрировать и сигнализировать предупредительные и

аварийные значения параметров, определяющих взрывопожароопасность техпроцесса по давлению, температуре, уровню, загазованности и т.п., а также, в необходимых случаях, блокировать (отключать) технологическое оборудование (резервуары, насосы и т.п.) по аварийным значениям параметров, чтобы исключить опасное развитие техпроцесса.

Средства автоматизации обеспечивают следующие основные функции:

- 1) автоматическое регулирование технологического процесса;
- 2) защиту основных и вспомогательных агрегатов и систем;
- 3) дистанционный контроль и регистрацию текущих значений основных технологических параметров и состояния технологического оборудования.

Функциональная схема автоматизации работы дожимной насосной станции приведена в приложении на ФЮРА.420609.01. Подвал схемы представлен в приложении на ФЮРА.420609.02. Исполнение схемы в американском стандарте ANSI в упрощенном виде представлено в приложении на ФЮРА.420609.01А.

2.6 Разработка схемы информационных потоков

В разработку информационного обеспечения входит разработка схемы информационных потоков. При этом, в первую очередь, необходимо учитывать, что всего есть три уровня сбора и хранения информации:

1. Верхний уровень – уровень корпоративного информационного архивного хранения. Информация представляется в виде экранных форм/мнемосхем. В автоматическом режиме в АРМ формируются различные отчеты.

2. Средний уровень – уровень текущего хранения, то есть буферная база данных. Средний уровень можно назвать маршрутизатором потоков от датчиков и систем автоматики к телемеханике верхнего уровня.

3. Нижний уровень – уровень сбора данных и их обработки – данные датчиков, то есть аналоговые/дискретные сигналы, данные о вычислении или преобразовании.

Схема информационных потоков представлена в приложении на ФЮРА.420609.05.

Каждый элемент контроля и управления должен иметь свой идентификатор (ТЕГ), структура которого должна иметь форму: AAA_BBB_CCCCC, где:

1. AAA – параметр, состоящий из 3-х символов, принимающий значения:

- TEM (Temperature) – температура;
- PRS (Pressure) – давление;
- LVL (Level) – уровень;
- DPR (Differential pressure) – давление перепада / дифференциальное давление;
- FLW (Flow) – поток;
- FRQ (Frequency) – частота тока.

2. BBB – код технологического аппарата (или объекта), содержащий 3 символа:

- SP1 (Gas–oil separator) – нефтегазовый сепаратор 1;
- SP2 (Gas–oil separator) – нефтегазовый сепаратор 2;
- NA1 (Pump 1) – насос 1;
- NA2 (Pump 2) – насос 2;
- PL1 (Pipeline) – трубопровод на выходе линии 1;
- PL2 (Pipeline) – трубопровод на выходе линии 2;
- FL1 (Filter) – фильтр 1;
- FL2 (Filter) – фильтр 2;
- FL3 (Filter) – фильтр 3;
- FL4 (Filter) – фильтр 4;

3. CCCCC – уточнение, не более 5 символов:

- RNG (Range) – рабочий диапазон;
- CNTRL(Control) – управление;
- AVARH – верхняя аварийная сигнализация;
- PREDH – верхняя предупредительная сигнализация;
- PREDL – нижняя предупредительная сигнализация.

Информация о перечне тегов датчиков представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Перечень идентификаторов сигналов датчиков

Идентификатор	Назначение идентификатора
LVL_SP1_RNG	Уровень в НГС №1
LVL_SP2_RNG	Уровень в НГС №2
LVL_SP1_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация уровня в НГС №1
LVL_SP2_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация уровня в НГС №2
LVL_SP1_PREDL	Нижняя предупредительная сигнализация уровня в НГС №1
LVL_SP2_PREDL	Нижняя предупредительная сигнализация уровня в НГС №2
PRS_SP1_AVARH	Верхняя аварийная сигнализация давления в НГС№1
PRS_SP2_AVARH	Верхняя аварийная сигнализация давления в НГС№2
DPR_FL1_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация перепада давления на фильтре №1
DPR_FL2_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация перепада давления на фильтре №2
DPR_FL3_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация перепада давления на фильтре №3
DPR_FL4_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация перепада давления на фильтре №4
PRS_NA1_RNG	Уровень давления на всасе ЦНС№1
PRS_NA2_RNG	Уровень давления на всасе ЦНС№2

Продолжение таблицы 1 – Перечень идентификаторов сигналов датчиков

PRS_NA1_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация давления на всасе ЦНС№1
PRS_NA2_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация давления на всасе ЦНС№2
FRQ_NA1_CNTRL	Управляющая частота тока двигателя ЦНС№1
FRQ_NA2_CNTRL	Управляющая частота тока двигателя ЦНС№2
TEM_NA1_RNG	Уровень температуры двигателя ЦНС№1
TEM_NA2_RNG	Уровень температуры двигателя ЦНС№2
TEM_NA1_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация уровня температуры двигателя ЦНС№1
TEM_NA2_PREDH	Верхняя предупредительная сигнализация уровня температуры двигателя ЦНС№2
FLW_PL1_RNG	Расход жидкости в трубе №1
FLW_PL2_RNG	Расход жидкости в трубе №2

Преимуществом подобной нотации является ее однозначная расшифровка по имени тега. По имени тега можно узнать какой параметр регулируется или отслеживается, на какой установке и за что именно отвечает тег: текущее значение параметра, предупредительная сигнализация или аварийная сигнализация.

2.7 Комплекс аппаратно-технических средств

2.7.1 Выбор датчиков расхода

В проектируемой системе датчики расхода служат для учета количества добытой нефти из скважины.

Существуют несколько разновидностей датчиков расхода, применяющихся в промышленности:

- 1) механические расходомеры;
- 2) ультразвуковые расходомеры;
- 3) вихревые расходомеры;
- 4) кориолисовые расходомеры;
- 5) магнитные расходомеры.

Наиболее подходящим типом датчиков для измерения расхода в проектируемой системе являются кориолисовые расходомеры, поскольку они более точны, в сравнении с другими типами датчиков и универсальны (измерения не зависят от свойств жидкости). Они коррозионностойки и обеспечивают высокоточное измерение при изменении температуры и давления в широких пределах.

Выбор датчиков давления проводился по следующим характеристикам:

- 1) диапазон измерений;
- 2) допускаемая погрешность;
- 3) выходные сигналы;
- 4) степень пылевлагозащиты;
- 5) температура окружающей среды.

Для выбора оптимального датчика расхода были проанализированы следующие сенсоры кориолисовых расходомеров: ЭМИС-МАСС 260, Micro Motion F100H. Сравнение параметров приведено в таблице 2.

Таблица 2 – Сравнение характеристик кориолисовых расходомеров

Датчик	ЭМИС-МАСС 260	Micro Motion F100H	TRICOR TCMQ 070K
Верхняя граница диапазона измерений, м ³ /ч	1000	-	70
Максимальная погрешность, %	±0,5	±0,2	±0,1

Продолжение таблицы 2 – Сравнение характеристик кориолисовых расходомеров

Выходные сигналы	аналоговый токовый 4-20 мА, импульсный, RS-485, Modbus HART	аналоговый токовый 4-20мА, Modbus HART, Ethernet, импульсный, дискретный	—
Степень пылевлагозащиты	IP67		—
Температура окружающей среды, °С, (от/до)	(минус 50/70)	(минус 40/60)	(минус 60/200)

Наиболее полную информацию предоставляет российский производитель ЭМИС. Остановимся на выборе этого расходомера, так как он подходит по своим характеристикам для использования в проекте. Сборная конструкция, состоящая из чувствительного элемента и преобразователя расхода ЭМИС МАСС 260 представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Расходомер ЭМИС МАСС 250

Принцип действия массового кориолисового расходомера основан на изменениях фаз механических колебаний U-образных трубок, по которым движется среда. Сдвиг фаз пропорционален величине массового расхода. Поток с определенной массой, движущийся через входные ветви расходомерных

трубок, создает кориолисову силу, которая сопротивляется вибрации расходомерных трубок [4].

2.7.2 Выбор датчиков температуры

В проектируемой системе датчики температуры необходимы для контроля температуры двигателей ЦНС.

Существуют несколько разновидностей датчиков температуры, применяющихся в промышленности:

- 1) термометры сопротивления;
- 2) термопары;
- 5) полупроводниковые датчики температуры.

Выбор датчика температуры проводился по следующим характеристикам:

- 1) диапазон измерений;
- 2) допускаемая погрешность;
- 3) материал чувствительного элемента.

Температура асинхронного двигателя согласно нормативным документам не должна превышать 180 °С. Для столь небольшого диапазона (–40°С – 180°С) подойдут термопары и терморезисторные датчики. Самыми дешевыми из перечисленных окажутся полупроводниковые датчики, используемые для электроники, однако их предел измерения ограничивается, в основном, 150 °С. Рассмотрим два датчика, найденных на рынке: терморезисторный датчик Heraeus Sensor KN1515 Pt100, термопара Элемер ТП-2187Exd. Сравнение характеристик приведено в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Датчик	Heraeus Sensor KN1515 Pt100	ТП-2187Exd
Диапазон измерений, °С, (от/до)	(минус 200/850)	(минус 40/400)

Продолжение таблицы 3 – Сравнение характеристик датчиков температуры

Максимальная погрешность, °С	0,1	–
Материал чувствительного элемента	Платина	Изолированный или неизолированный сплав металлов
Взрывозащищенное исполнение	Нет	Да

Монтаж датчика Heraeus Sensor KN1515 Pt100 осуществить легче, а взрывобезопасное исполнение при креплении к корпусу двигателя может усложнить монтаж датчика. Поэтому выберем терморезисторный Heraeus Sensor KN1515 Pt100. Датчик представлен на рисунке 2.



Рисунок 2 – Датчик температуры Heraeus Sensor KN1515 Pt100

Принцип работы термометра сопротивления основан на изменении сопротивления выходного сигнала с изменением температуры.

2.7.3 Выбор датчиков уровня

В проектируемой системе используется датчик уровня жидкой фазы газожидкостной смеси. В настоящее время в промышленности датчики уровня делится на инвазивные и неинвазивные. Инвазивные датчики уровня в свою очередь делятся на датчики непрерывного измерения и датчики опорных точек. Неинвазивные датчики стоят намного дороже из-за своей способности измерения. Это также сказывается на их более долгом сроке службы из-за отсутствия контакта с измеряемой средой, а также в отсутствии нужды калибровать данные датчики. Остановим свой выбор на датчиках непрерывного измерения уровня, так как необходимо регулировать эту величину.

Выбор датчиков будем основывать на:

- 1) диапазоне измерений;
- 2) погрешности измерений;
- 3) температуре окружающей среды;
- 4) температуре рабочей среды;
- 5) давлении рабочей среды.

Было рассмотрено четыре уровнемера: ЭЛЕМЕР-УПП-11-М2, ЭЛЕМЕР-УРЗ-41Exm, ЭЛЕМЕР-УР-31-М4. Сравнение параметров выбранных для этого датчиков представлен в таблице 4.

Таблица 4 – Сравнение характеристик датчиков уровня

Датчик	ЭЛЕМЕР-УПП-11- M2Exd	ЭЛЕМЕР-УРЗ- 41Exm	ЭЛЕМЕР-УР-31- M4Exd
Диапазон измерений, мм, (от/до)	(–)		(500/20000)
Максимальная погрешность	$(5 + 2 \times 10^{-3} \times H)$ мм, H – измеренное значение уровня	0,5 %	3 мм
Температура окружающей среды, °C, (от/до)	(минус 55/70)	(минус 40/70)	

Продолжение таблицы 4 – Сравнение характеристик датчиков уровня

Температура рабочей среды, °С, (от/до)	(минус 30/85)	(минус 40/70)	(минус 40/90)
Максимальное давление рабочей среды, МПа	2,5	0,3	1,6

Выберем взрывозащищенный датчик ЭЛЕМЕР-УПП-11-M2Exd. Этот датчик обладает наилучшими характеристиками в сравнении с остальными. Также цена поплавковых уровнемеров ниже, чем неинвазивных датчиков. Датчик представлен на рисунке 3.



Рисунок 3 – ЭЛЕМЕР-УПП-11-M2Exd

Принцип действия датчика заключается в следующем. Магнит, расположенный в теле поплавка, в зависимости от уровня жидкости передвигается вдоль защитной арматуры и посредством магнитного поля замыкает герконы. Герконо-потенциометрическая линейка формирует полезный сигнал, обрабатываемый электронным модулем, и выдаёт его в виде унифицированного аналогового сигнала (4...20) мА и цифрового сигнала по протоколу HART.

2.7.4 Датчик дифференциального давления

В проектируемой системе датчики дифференциального давления используются для измерения перепада давления очистных фильтров крупных примесей. Фильтры необходимы для предотвращения кратковременно износа ЦНС и датчиков расхода на выходе линии.

Выбор датчиков будем основывать на:

- 1) диапазоне измерений;
- 2) погрешности измерений;
- 3) температуре окружающей среды;
- 4) температуре рабочей среды,
- 5) выходные сигналы.

Были рассмотрены следующие датчики дифференциального давления: САПФИР-22ЕМ-ДД, ЭЛЕМЕР-100-ДД, АИР-20/М2-МВ-ДД. Сравнение параметров рассмотренных датчиков приведено в таблице 5.

Таблица 5 – Сравнение характеристик датчиков дифференциального давления

Датчик	АИР-20/М2-МВ-ДД Exd	ЭЛЕМЕР-100-ДД Exd	САПФИР-22ЕМ-ДД Exd
Минимальный диапазон измерений, кПа	0,063	0,04	0,16
Максимальный диапазон измерений, МПа	16		
Максимальная погрешность, %	0,5		
Температура окружающей среды, °С, (от/до)	(минус 40/70)		
Выходные сигналы	Modbus RTU	(4...20) мА / HART	

Выберем взрывозащищенный датчик ЭЛЕМЕР-100-ДД Exd. Этот датчик обладает наилучшими характеристиками в сравнении с остальными. Датчик представлен рисунком 4.



Рисунок 4 – ЭЛЕМЕР-100-ДД Exd

В данном датчике есть преобразователь и сенсор, внутри которого находится измерительный блок и плата преобразователя АЦП. После поступления давления в камеру измерительного блока полученное значение преобразовывается за счет деформации чувствительного элемента и изменения электросигнала. Данный датчик выпускается во фланцевом исполнении.

Данный датчик так же подойдет для измерения избыточного давления в трубопроводе для регулирования производительностью ЦНС.

2.7.5 Выбор задвижки

Задвижка – это трубопроводная запирающая арматура, в которой запирающий или регулирующий элемент движется перпендикулярно оси потока рабочей среды.

В проекте используются задвижки ручные и электрозадвижки, регулируемый электроприводом.

Существует несколько различных типов задвижек, отличающихся по своей конструкции:

- 1) клиновый задвижки;
- 2) жесткий клин;
- 3) двухдисковый клин;
- 4) упругий клин;
- 5) шиберная задвижка;
- 6) шланговая задвижка.

Одними из самых популярных задвижек, использующихся при транспортировки газожидкостных смесей, являются клиновые задвижки и шиберные задвижки. Остановим свой выбор на них и рассмотрим предложения на рынке. Цена арматуры зачастую зависит от диаметра трубопровода. Предположим, что его диаметр составляет 250мм.

Выбор будем основывать на:

- 1) номинальное давление рабочей среды;
- 2) тип задвижки;
- 3) температура рабочей среды;
- 4) тип крепления.

Были рассмотрены следующие задвижки: Задвижка 30ч39р Ру16 Ду250, Задвижка стальная клиновая 30с41нж, ЧАЗ, Ду-250, Ру-16, Задвижка клиновая Genebre фланцевая Ду250 Ру16. Сравнение характеристик представлено в таблице 6.

Таблица 6 – Сравнение задвижек

Задвижка	30ч39	30с41нж	Genebre
Номинальное давление рабочей среды, атм	15,5 атм	16 атм	15,8 атм
Тип задвижки	Клиновая		
Температура окружающей среды, °С, (от/до)	(минус /425)	(минус 5/90)	(минус /80)

Выберем задвижку 30ч39р Ру16 Ду250, так как она обладает большей возможной максимальной температурой рабочей среды. Задвижка изображена на рисунке 5.



Рисунок 5 – Задвижка 30ч39р Ру16 Ду250

Основное отличие задвижки от клапана состоит в том, что в задвижки запорный элемент движется перпендикулярно потоку жидкости. В клапане запорный или регулирующий элемент движется параллельно потоку при прохождении потока флюида через седло клапана.

2.7.6 Выбор электроз задвижки

В проектируемой системе электроз задвижка служит запорной арматурой подачи газожидкостной смеси в нефтегазовый сепаратор. Она должна автоматически перекрыть поток смеси при достижении аварийного уровня давления в сепараторе.

Выбор будем основывать на:

- 1) номинальное давление рабочей среды;
- 2) тип задвижки;
- 3) температура рабочей среды;
- 4) тип крепления;

5) тип электродвигателя.

Были рассмотрены следующие задвижки: Задвижка 30ч906бр с электроприводом Ду 250, ГЗ 380В VANTA 24-006-908, Задвижка клиновая с обрез. кл. Ду250 Ру10, фланец/фланец, GGG50 с электроприводом. 3х380В ГЗ-Электропривод. Сравнение характеристик представлено в таблице 7.

Таблица 7 – Сравнение задвижек с электроприводом

Задвижка	30ч906бр	VANTA	GGG50
Номинальное давление рабочей среды, МПа	(1,0 – 1,6)	до 1,6	до 1
Тип задвижки	Дисковая	Клиновая	
Максимальная температура рабочей среды, °С	255	120	—
Тип крепления	Муфтовое	Фланцевая	
Тип электродвигателя	Асинхронный		

Остановим выбор на задвижке 30ч906бр с электроприводом Ду 250. Она обладает лучшими характеристиками в сравнении с остальными представленными электрозадвижками (рисунок 6).



Рисунок 6 – Задвижка 30ч906бр с электроприводом Ду 250

Отличной особенностью электрооборудования, применяемого в нефтегазовой отрасли, является его искробезопасность. Поэтому среди типов электродвигателей можно встретить только синхронные и асинхронные машины, но не двигатели постоянного тока. Среди оставшихся двух типов, более частое применение находит асинхронный двигатель за счет своей простоты и дешевизны. Однако для его контроля необходимо использовать частотный преобразователь, который бы контролировал частоту подаваемого тока.

Помимо этого, важной отличительной особенностью асинхронного двигателя является его тяговая характеристика. А именно возможность сохранять крутящий момент с повышением частоты оборотов. Вдобавок, асинхронные машины могут работать как генераторы электрического тока, однако эту возможность в нефтегазовой отрасли реализовать тяжело.

2.7.7 Выбор клапана

В проектируемой системе клапана используются для регулирования уровня жидкостной смеси в нефтегазовом сепараторе.

Выбор будем основывать на:

- 1) номинальное давление рабочей среды;
- 2) температура окружающей среды;
- 3) температура рабочей среды;
- 4) тип электродвигателя.

Были рассмотрены следующие плунжерные клапана: Клапан запорно-регулирующий КПСР-Б СЕРИЯ 200, 25кч945п(нж)/ 25с947п(нж), АСТА Р11 DN15–300 PN16-40 Сравнительные характеристики представлены в таблице 8.

Таблица 8 – Сравнительные характеристики клапанов

Клапан	КПСР-Б СЕРИЯ 200	АСТА Р11
Номинальное давление рабочей среды, МПа	2,5	

Продолжение таблицы 8 – Сравнительные характеристики клапанов

Температура окружающей среды, °С, (от/до)	(минус 5/50)	(минус 20/+60)
Температура рабочей среды, °С, (от/до)	–/220	(минус 60/425)
Тип электродвигателя	Синхронный	Асинхронный

По итогу сравнения двух клапанов, был выбран клапан АСТА Р11 из-за большего диапазона температуры рабочей среды, а также более дешевого и простого в обслуживании асинхронного двигателя. Клапан представлен на рисунке 7.



Рисунок 7 – Клапан регулирующий АСТА Р11

АСТА Р11 – это односедельный регулирующий клапан, управляемый электрическим или пневматическим приводами, предназначенный для точного дистанционного регулирования или запирания потока рабочей среды. Регулирующие клапаны – это универсальное устройство для регулирования рабочих параметров системы, таких как расход, давление, температура и другие. Основными областями применения регулирующих клапанов являются: теплоснабжение, вентиляция, кондиционирование, большая и малая энергетика, нефтехимическая промышленность и т. д.

2.7.8 Выбор контроллерного оборудования

При выборе контроллерного оборудования было рассмотрено несколько вариантов: Emerson Delta V, TREI-5B-04, Siemens SIMATIC S7-1500. Сегодня одним из самых востребованных и популярных контроллеров в России и Европе являются контроллеры компании Siemens. Поэтому для автоматизации системы был выбран ПЛК компании Siemens. Данный контроллер обеспечивает возможность решения задач автоматизации оптимальным образом. Контроллер представлен на рисунке 8.



Рисунок 8 – Контроллер Siemens SIMATIC S-1500

Siemens SIMATIC S7-1500 поддерживает встроенные функции математики с плавающей точкой, имеет высокое быстродействие, что позволяет эффективно обрабатывать данные. Данный ПЛК располагает единым инструментарием для настройки всех модулей в своем составе. Непрерывный поиск ошибок и неисправностей с помощью внутренних функций контроллера, а также ведение журнала диагностики. Автоматический обмен данными как между системой ПЛК и приборами (датчиками), так и системой ЧМИ. Ниже приведены основные технические характеристики контроллера. Технические характеристики представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Технические характеристики Siemens SIMATIC S7-1500

Технический параметр	Значения
Рабочая память	От 32 до 96 кБайт

Продолжение таблицы 9 – Технические характеристики Siemens SIMATIC S7-1500

Возможность расширения	От 8 до 31 модуля на контроллер
Каналы ввода-вывода	От 256 дискретных и 56 аналоговых
Интерфейсы	RS 485, 4-20мА, Ethernet, MPI, Modbus RTU, PROFIBUS

На сегодняшний день в России все еще популярна серия контроллеров Siemens SIMATIC S7-300, однако данная серия является устаревшей и через некоторое время производитель обещает прекратить поддержку данного контроллера.

2.8 Разработка схемы внешних проводов

Схема внешних электрических проводов приведена в приложении на ФЮРА.420609.03. Система включает в себя следующие приборы:

- 1) датчики расхода ЭМИС МАСС 250;
- 2) датчики температуры Heraeus Sensor KN1515 Pt100;
- 3) датчики уровня ЭЛЕМЕР-УПП-11-M2Exd;
- 4) датчики дифференциального давления ЭЛЕМЕР-100-ДД Exd;
- 5) датчики избыточного давления ЭЛЕМЕР-100-ДД Exd;
- 6) задвижки 30ч906бр с электроприводом Ду 250;
- 7) клапаны регулирующие АСТА Р11.

Для передачи сигналов от перечисленных выше датчиков на щит контрольно-измерительных приборов и автоматики выбраны следующие кабели:

- 1) КВВГЭнг-LS 2х0,75;
- 2) КВВГЭнг-LS 19х2,5;
- 3) КВВГЭнг-LS 27х2,5.

КВВГЭнг-LS — это контрольный экранированный кабель, с медной жилой, изоляцией и оболочкой из ПВХ пониженной пожарной опасности [5].

Расшифровка маркировки кабеля КВВГЭнг-LS:

- 1) К – контрольный;
- 2) В – изоляция из ПВХ пластика;
- 3) В – оболочка из поливинилхлоридного пластика;
- 4) Г – отсутствие защитного покрова;
- 5) Э – экран;
- 6) нг – не распространяет горение при групповой прокладке;
- 7) LS – с пониженным дымо- и газовыделением (от англ. «low smoke»).



Рисунок 9 – Кабель КВВГЭнг-LS четырехжильный

Технические характеристики кабеля представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Технические характеристики КВВГЭнг-LS

Номинальное переменное напряжение	0,66 кВ
Номинальная частота	100 Гц
Минимально допустимый радиус изгиба	6 диаметров кабеля
Строительная длина	(200-450 метров)
Допустимые усилия при протяжке кабеля по трассе прокладки	50 Н/мм ²
Код ОКП КВВГЭнг-LS	3563
Класс пожарной безопасности	П16.8.2.2.2
Срок службы	15 лет
Гарантийный срок эксплуатации кабеля	3 лет
Температура окружающей среды при эксплуатации кабеля	(от минус 50°С до 50°С)

Продолжение таблицы 10 – Технические характеристики КВВГЭнг-LS

Стойкость к воздействию повышенной относительной влажности при температуре окружающей среды до 35°C	98%
Минимальная температура прокладки кабеля без предварительного подогрева	минус 15°C
Снижение светопрозрачности	(От 40 до 50 включительно)
Эквивалентный показатель токсичности продуктов горения кабельного изделия (ПТПМ)	(От 40 до 120 включительно г/м ³)

Конструкция КВВГЭнг-LS:

- 1) медная токопроводящая жила;
- 2) изоляция из поливинилхлоридного пластика пониженной пожароопасности;
- 3) заполнение из ПВХ пластика пониженной пожарной опасности - для придания кабелю практически круглой формы внутренние и наружные промежутки между изолированными жилами должны быть заполнены;
- 4) внутренняя оболочка из поливинилхлоридного (ПВХ) пластика пониженной пожарной опасности;
- 5) экран из медных проволок, скрепленных медной лентой;
- 6) разделительный слой из электроизоляционной стеклянной ленты или из стеклослюдосодержащей ленты;
- 7) оболочка из ПВХ пластика пониженной пожарной опасности.

Применение кабеля КВВГЭнг-LS:

- 1) кабели предназначены для неподвижного присоединения к электрическим приборам, аппаратам, сборкам зажимов электрических распределительных устройств с номинальным переменным напряжением до 660 В частоты до 100 Гц или постоянным напряжением до 1 кВ;

- 2) для прокладки, с учетом объема горючей нагрузки кабелей, во внутренних электроустановках, а также в зданиях, сооружениях и закрытых кабельных сооружениях;
- 3) класс пожарной опасности по ГОСТ 31565-2012: П16.8.2.2.2;
- 4) имеют защитное экранированное покрытие от электромагнитных импульсов.

2.9 Разработка алгоритмов управления

Разработка алгоритмов управления преследует следующие цели:

- 1) повышение уровня информативности персонала и достоверности данных по состоянию технологического оборудования;
- 2) повышение качества ведения технологического и его безопасности;
- 3) повышение надежности управления объектом;
- 4) повышение оперативности действий персонала.

Функционирование алгоритмов позволяет обрабатывать входные сигналы и команды оператора, поступающие с АРМ оператора, а также выдавать управляющее воздействие на исполнительные механизмы и формировать сообщения оператору.

В автоматизированных системах управления существуют разные алгоритмы управления:

- 1) алгоритмы защиты;
- 2) релейные/ПИД алгоритмы для регулирования параметров технологического оборудования, например, управление положением рабочего органа, уровнем и т.д.;
- 3) запуск либо остановка технологического оборудования (реализуются на ПЛК и в облачной системе);
- 4) другие алгоритмы.

2.9.1 Алгоритм аварийного перекрытия электродвигжки

Алгоритм сбора данных измерений представлен в приложении А на ФЮРА.420609.07. Алгоритм предназначен для контроля уровня давления в нефтегазовых сепараторах.

2.9.2 Алгоритм регулирования уровня жидкости в сепараторе

Для обеспечения необходимого уровня жидкости в сепараторе предусмотрен регулирующий клапан, установленный после нефтегазового сепаратора. Объектом управления здесь является нефтегазовый сепаратор. Уровень в сепараторе в упрощенном виде может быть описан апериодическим устойчивым передаточным звеном:

$$W(s) = \frac{K}{Ts+1} \quad (1)$$
$$T = A \frac{2h}{Q}, \quad A = \frac{\pi d^2}{4}, \quad K = \frac{2h}{Q}$$

где

h , м – номинальный режим по уровню жидкости;

K – коэффициент передачи;

A , м² – площадь поперечного сечения бака;

d , м – диаметр бака;

Q , $\frac{\text{м}^3}{\text{ч}}$ – номинальное значение поступающего расхода;

T – постоянная времени.

Таблица 11 – Значение параметров системы

h , м	2,5	Номинальный режим по уровню жидкости
Q , м ³ /ч	$1,4 \cdot 10^{-4}$	Номинальное значение поступающего расхода
d , м	2,5	Диаметр бака
A , м ²	4,906	Площадь поперечного сечения бака

Продолжение таблицы 11 – Значение параметров системы

K	$3,6 \cdot 10^4$	Коэффициент передачи
T	$17,6625 \cdot 10^4$	Постоянная времени
$\rho, \text{кг/м}^3$	900	Плотность нефти
$L, \text{м}$	3	Расстояние до клапана
$f, \text{м}^2$	0,031415	Сечение трубопровода
$r, \text{м}$	0,1	Радиус сечения трубы
$\omega, \text{рад/с}$	157	Угловая скорость
$M_k, \text{Нм}$	60	Крутящий момент электропривода
$J, \text{Нм}$	0,45	Момент инерции электропривода

Таким образом, передаточная функция динамики участка трубопровода:

$$W(s) = \frac{3,6 \cdot 10^4}{17,6625 \cdot 10^4 s + 1}; \quad (2)$$

Регулирующий клапан описывается интегральным звеном:

$$W(s) = \frac{1}{T_3 s}; \quad (3)$$

$$T_3 = 0,5 \rho L f r^2;$$

где

T_3 – постоянная времени;

$\rho, \text{кг/м}^3$ – плотность нефти;

$L, \text{м}$ – расстояние до клапана;

$f, \text{м}^2$ – сечение трубопровода;

$r, \text{м}$ – радиус сечения трубы.

А также насыщением для ограничения % открытия и усилительным звеном со значением максимального расхода.

Таким образом, передаточная функция задвижки имеет следующий вид:

$$W(s) = \frac{1}{0,424 s}; \quad (4)$$

Передаточная функция электропривода может быть представлена в упрощенном виде с помощью апериодического звена первого порядка:

$$W_{дв}(s) = \frac{K_{дв}}{T_{дв}s+1} = \frac{3,14}{1,18s+1};$$

$$T_{дв} = \frac{\omega J}{M_k}, K_{дв} = \frac{\omega}{f_{max}};$$
(5)

где

$T_{дв}$ – постоянная времени;

$K_{дв}$ – коэффициент передачи;

ω , рад/с – угловая скорость;

M_k , Нм – крутящий момент электропривода;

J , Нм – момент инерции электропривода.

f_{max} , Гц – максимальная частота электропривода.

Как и электропривод, частотный преобразователь в упрощенном виде определяется апериодическим звеном первого порядка:

$$W_{чп}(s) = \frac{K_{чп}}{T_{чп}s+1} = \frac{2,5}{0,393s+1};$$

$$T_{чп} = \frac{T_{дв}}{3}, K_{чп} = \frac{f_{max}}{I_{max}};$$
(5)

где

$T_{дв}$ – постоянная времени;

$T_{чп}$ – постоянная времени;

$K_{чп}$ – коэффициент передачи;

f_{max} , Гц – максимальная частота электропривода.

I_{max} , А – максимальная сила тока ЧП.

Полученная модель системы регулирования, разработанная в ПО Matlab Simulink представлена на рисунке 10.

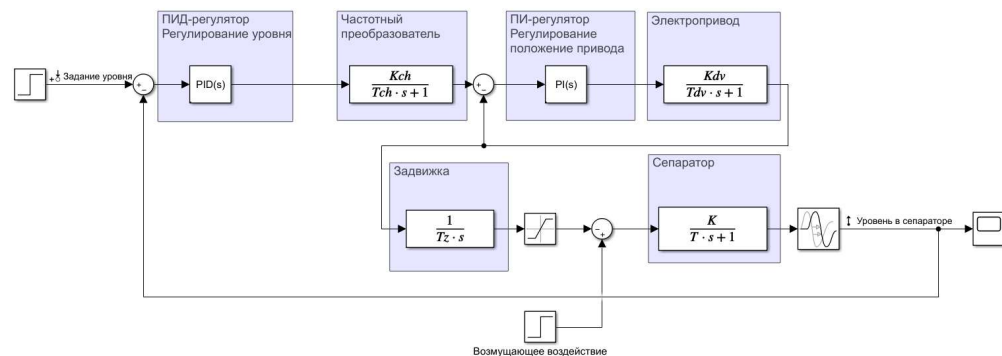


Рисунок 10 – Модель системы

Параметры модели представлены на рисунке 11.

```
% Регулирование уровня жидкости, КП Каширин А.С.

h = 2.5; % h Номинальный режим по уровню жидкости [м]
Q = 1.4*10^-4; % Q Значение поступающего расхода [м^3/ч]
d = 2.5; % d Диаметр бака [м]
A = pi*d^4/4; % A Площадь поперечного сечения бака [м^2]
K = 2*h/Q; % K Коэффициент передачи
T = A*2*h/Q; % T Постоянная времени
rho = 900; % rho Плотность нефти [кг/м^3]
L = 3; % L Расстояние до клапана [м]
f = 0.031415; % f Сечение трубопровода [м^2]
w = 157; % w Угловая скорость [рад/с]
Mk = 60; % Mk Крутящий момент электропривода [Нм]
J = 0.45; % J Момент инерции электропривода [Нм]
r = 0.1; % r Радиус сечения трубы [м]
Tz = 0.5*rho*L*f*r^2; % Tz Постоянная времени задвижки
fmax = 50; % fmax Макс. частота тока электропривода [Гц]
Kdv = w/fmax; % Kdv Коэффициент передачи элеткродвигателя
Tdv = w*J/Mk; % Tdv Постоянная времени элеткродвигателя
Imax = 20; % Imax Максимальная сила тока частотника [А]
Kch = fmax/Imax; % Kch Коэффициент передачи частотника
Tch = Tdv/3; % Tch Постоянная времени частотника
```

Рисунок 11 – Параметры модели

Замкнутый контур регулирования функционирует следующим образом. Уровень жидкости в сепараторе измеряется уровнемером, сигнал с которого сравнивается с установочным значением. Разность между измеренным и установочным значением называется ошибкой регулирования. Данный сигнал (ошибка) поступает на ПИД-регулятор. В зависимости от значения ошибки с ПИД-регулятора поступает управляющее воздействие на исполнительный механизм. Исполнительный механизм состоит из частотного преобразователя, электропривода и задвижки. Управляющее воздействие проходит через частотный преобразователь, осуществляющий регулирование скоростью вращения электропривода. Электропривод оказывает воздействие на задвижку, которая влияет на величину расхода в трубопроводе. В системе также предусмотрен ПИ-регулятор положения задвижки. Дифференциальная составляющая регулятора здесь не нужна, так как в данной подсистеме

невозможно получить резких изменений положений задвижки, на которые бы реагировала дифференциальная составляющая. Таким образом мы получили контур с подчиненным управлением.

Настройка ПИД-регулятора и ПИ-регулятора была выполнена с помощью автоматических алгоритмов Matlab. Переходный процесс полученной модели представлен на рисунке 12.

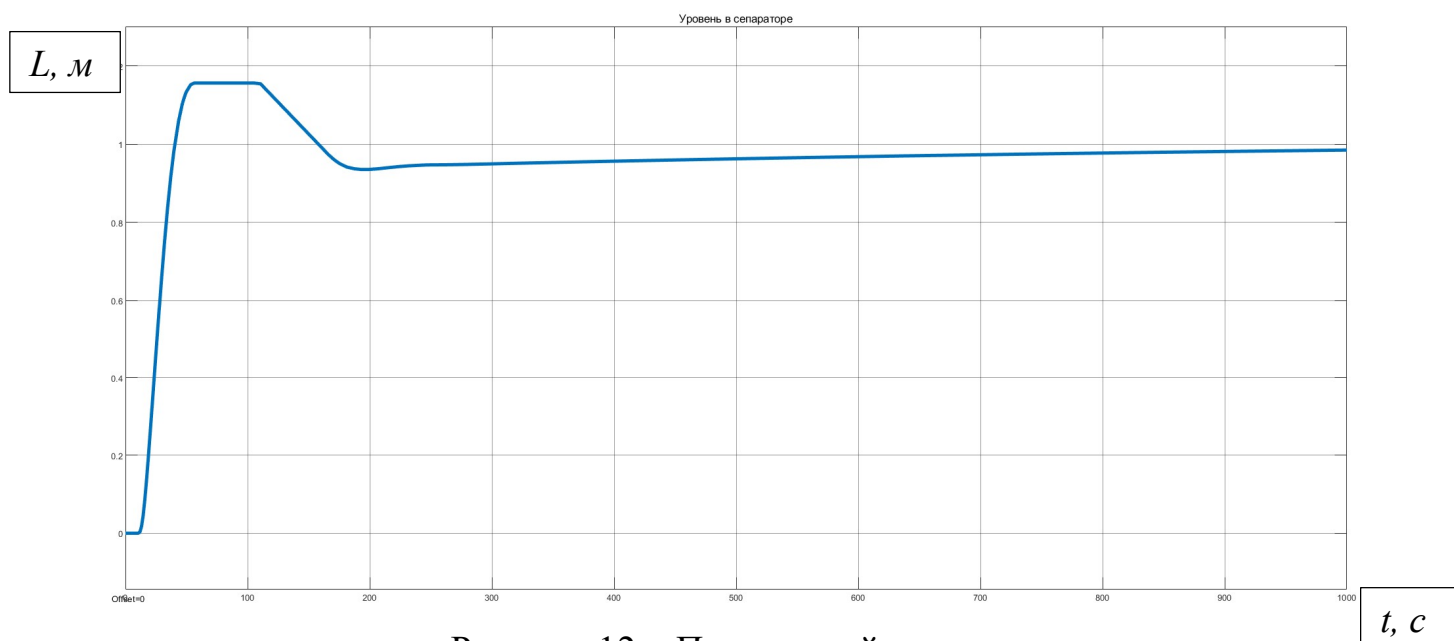


Рисунок 12 – Переходный процесс системы

Для предотвращения гидроудара, время переходного процесса было искусственно увеличено до 2000 секунд путем регулирования параметров ПИД-регулятора.

2.10 Разработка облачной системы

Разработка облачной системы производилась при помощи программного пакета Tibbo AggreGate, а именно в модулях AggreGate Server, отвечающую за создание сервера, маршрутизацию и сбор данных, обработку бизнес-правил; а также в модуле AggreGate Client, которую можно использовать для:

- 1) конфигурации и администрирования сервера;
- 2) управления и настройки устройств;
- 3) мониторинга событий и получения уведомлений об ошибках.

По сути, разработка облачной системы сводится к подключению реальных датчиков и контроллеров с производства к Web-серверу с возможностью их мониторинга, контроля и управления. Основная цель, которую преследуют владельцы предприятий, обеспечивая завод облачной системой – это увеличение мобильности за счет возможности контролирования параметров технологических процессов из любой точки мира посредством подключения к Web-серверу. За счет этого уменьшается время обработки внештатных ситуаций и увеличивается производительность предприятия, а как следствие прибыль.

Поскольку настоящая работа представляет из себя эскизный проект по автоматизации дожимной насосной станции установки подготовки нефти, то в данном разделе описываются этапы создания сервера, а также создания виджета управления ДНС УПН, к которому можно иметь доступ из любого устройства, подключенного к серверу.

В данной работе рассматривается три аспекта работы с программой Tibbo AggreGate: создание локального сервера, создание человеко-машинного интерфейса (виджета) управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти, доступ к управлению данным виджетом через мобильное устройство.

Для создания полноценной облачной системы необходима аренда сервера или покупка лицензии на сервер от компаний, предоставляющих такое право: «Azure», «Яндекс», «Amazon».

2.10.1 Создание сервера

После установки программного пакета Tibbo AggreGate на компьютере установится программа AggreGate Server. После ее запуска создается локальный сервер. Для того, чтобы подключиться с мобильного устройства, необходимо подключиться к Wi-Fi сети, в которой находится локальный сервер и ввести IP-адрес компьютера и его DHCP порт. В данном случае введем в браузерной

строке: 10.114.0.50:8080 и попадем на страницу авторизации сервера (рисунок 13).

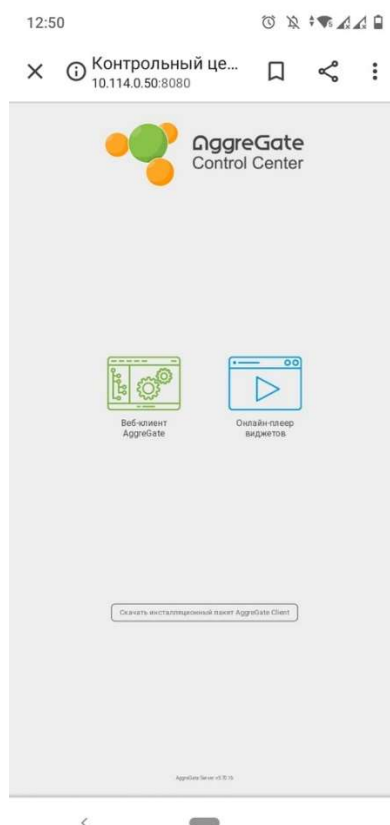


Рисунок 13 – Страница авторизации локального сервера

Для использования сервиса с браузера компьютера, на котором установлен локальный сервер, необходимо в строке браузера прописать ссылку: localhost:8080 тогда можно попасть на страницу авторизации (рисунок 14).

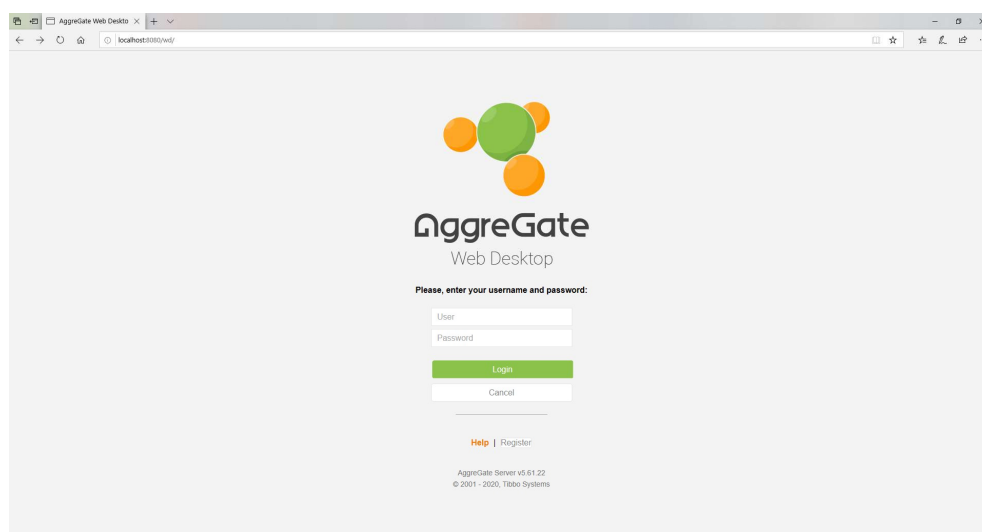


Рисунок 14 – Страница авторизации пользователя

Авторизовавшись в качестве администратора можно попасть на приборную панель управления сервером. Интерфейс аналогичен интерфейсу программы Tibbo AggreGate (рисунок 15).

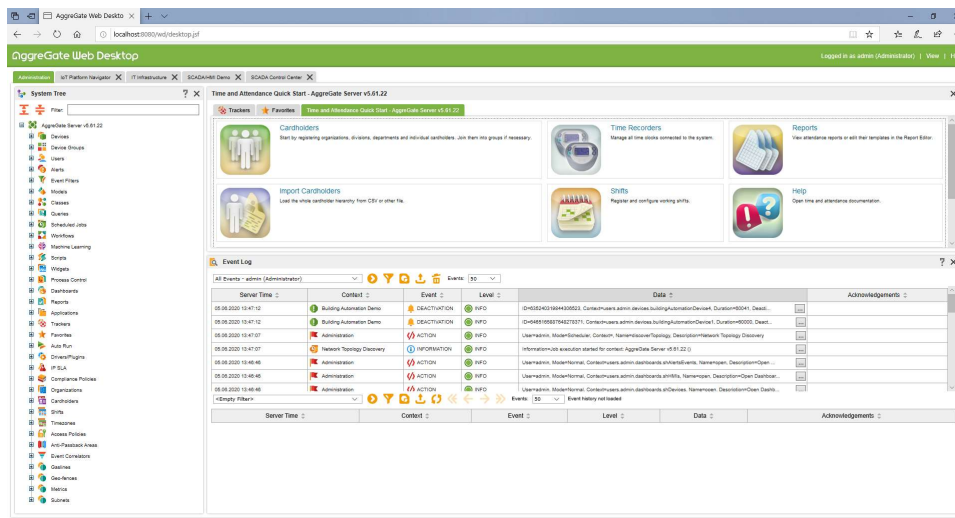


Рисунок 15 – Интерфейс управления сервером

Сама программа предоставляет возможности по созданию человеко-машинных интерфейсов (виджетов), инструментальных панелей, созданию пользователей системы и различных уровней доступа для них.

2.10.2 Создание виджета

Для создания виджета в программе Tibbo AggreGate предусмотрен редактор виджетов. Помимо виджетов, в программе можно создать инструментальную панель. И виджет и инструментальная панель могут являться человеко-машинным интерфейсом для какой-либо SCADA системы. Разница в том, что инструментальная панель – это более полная и информативная панель оператора, содержащая наиболее полную и емкую информацию о технологическом процессе.

В ходе настоящей работы был создан виджет управления дожимной насосной станцией установки подготовки нефти. По сути – это репрезентация функциональной схемы автоматизации, приспособленная для управления процессом. На рисунке 16 представлен виджет управления дожимной насосной

станции установки подготовки нефти, запущенный из программы Tibbo AggreGate. На данном виджете можно управлять клапанами и задвижками. Перекрытие задвижек автоматически отключает насосы перекачки на данной линии.

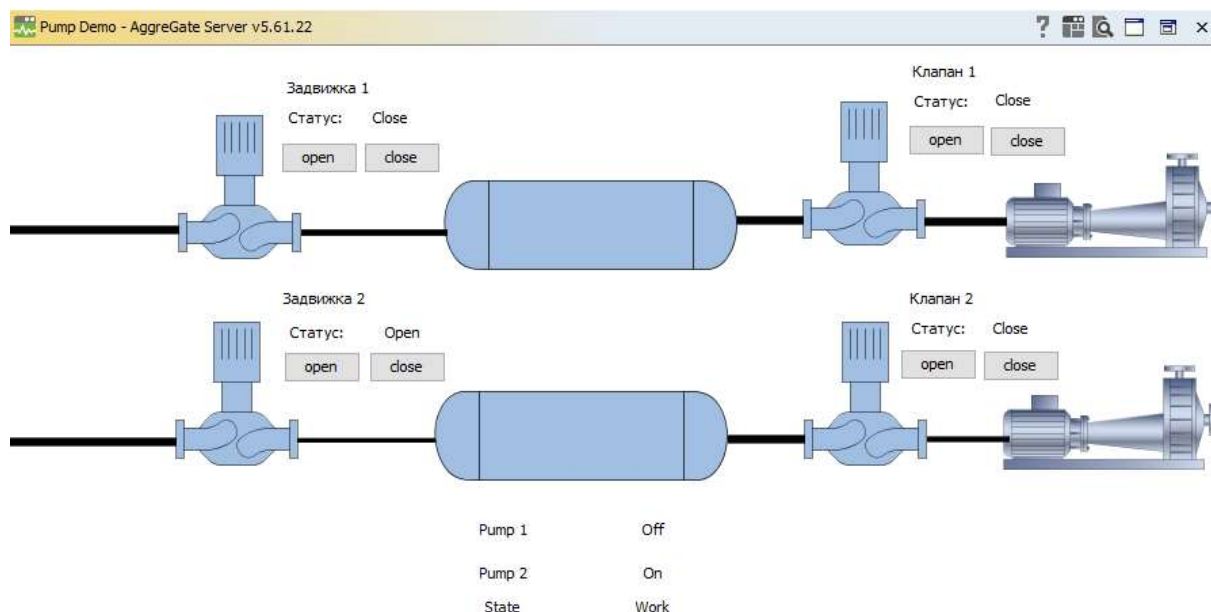


Рисунок 16 – Виджет управления ДНС УПН в программе Tibbo AggreGate

На рисунке 17 показана презентация виджета из браузера Microsoft Edge.

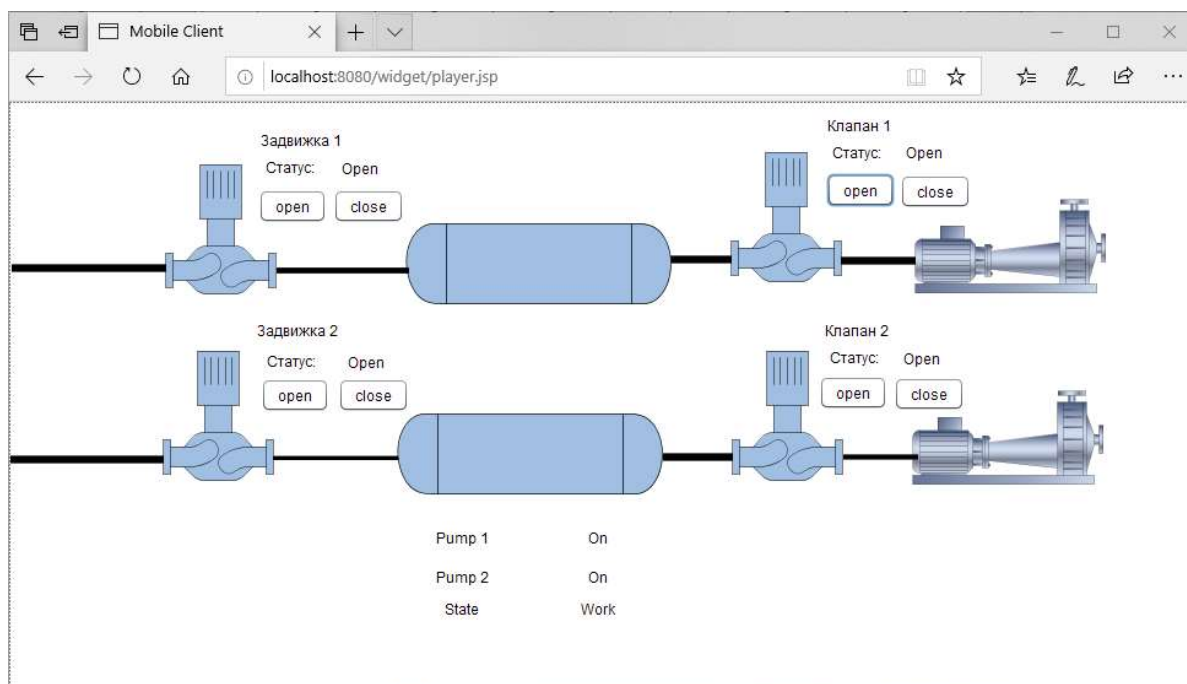


Рисунок 17 – Виджет управления ДНС УПН в браузере Edge

На рисунке 18 показана презентация виджета из мобильного браузера Google Chrome.

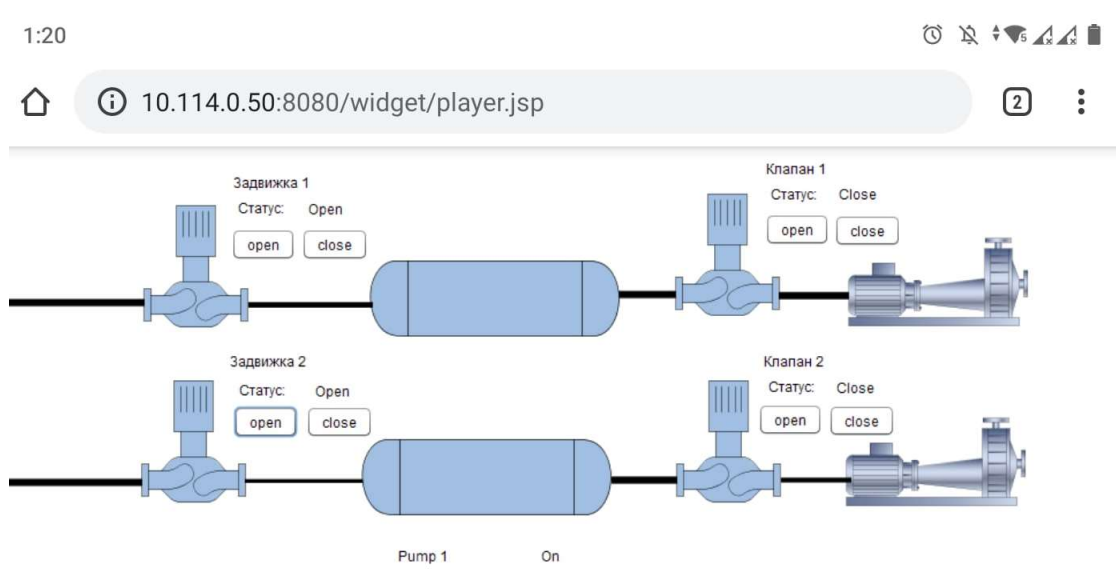


Рисунок 18 – Виджет управления ДНС УПН в браузере телефона

Заключение по разделу

В ходе разработки были созданы: локальный сервер с доступом через мобильные устройства, а также человеко-машинный интерфейс управления дожимной насосной станцией установки подготовки нефти.

3 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

Данный раздел выпускной квалификационной работы предназначен для анализа конкурентоспособности, ресурсоэффективности и расчёта бюджета проводимой разработки. Настоящая работа представляет разработку облачной автоматизированной системы управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти и предполагает исследование эффективности способа решения поставленной инженерной задачи, а именно применения различных программных пакетов, таких как: Tibbo AggreGate, MATLAB, Компас 3D для решения соответствующих задач: создание экранных форм и настройка облачной системы управления, создание математической модели контура управления, разработка конструкторско-технической документации.

3.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Объектом разработки является облачная система автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти. Потенциальными потребителями системы являются промышленные предприятия. Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании заказчика. Карта сегментирования представлена в таблице 12. Таблица 12 – Карта сегментирования

	Сфера использования	
	Нефтеперерабатывающие предприятия	Нефтедобывающие предприятия

Продолжение таблицы 12 – Карта сегментирования

Размер организации	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

В приведённой карте сегментирования показано, что для реализации разработки подходят крупные и средние предприятия нефтяной промышленности. Это обусловлено отсутствием надобности внедрения облачной системы автоматизированного управления для малых предприятий данной отрасли.

3.2 Анализ конкурентных технических решений

На российском рынке в качестве производителей облачных систем автоматизированного управления выделяются компании «РТС», «Техносерв».

Компания «РТС» специализируется на создании программного обеспечения для двухмерного и трёхмерного проектирования, управления жизненным циклом изделий, управления обслуживанием и управления жизненным циклом приложений.

Компания «Техносерв» – это крупнейший российский системный интегратор. В число приоритетных направлений деятельности группы входят: системная интеграция, облачные сервисы на базе собственной платформы «Техносерв Cloud», большие данные и машинное обучение, информационная безопасность, вычислительные комплексы, сетевые технологии, мультимедиа-решения и ситуационные центры, инженерная инфраструктура ЦОД, Интернет вещей (IoT), сервис и аутсорсинг, «Умный город», консалтинг и автоматизация бизнес-процессов, заказная разработка программного обеспечения и др.

Сравнительная таблица конкурирующих технических решений приведена в таблице 13.

Таблица 13 – Сравнительная таблица

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Удобство в эксплуатации	0,1	5	4	4	0,4	0,5	0,5
Долговечность	0,05	5	5	4	0,25	0,25	0,2
Надежность	0,1	4	5	4	0,6	0,5	0,4
Безопасность	0,2	4	4	4	0,8	0,7	0,6
Точность измерений	0,05	5	5	3	0,25	0,25	0,2
Быстродействие	0,05	5	4	4	0,35	0,2	0,3
Экономические критерии оценки эффективности							
Цена	0,2	5	3	4	1	0,6	0,6
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	5	0,2	0,4	0,5
Послепродажное обслуживание	0,05	5	5	4	0,25	0,35	0,25
Доступность	0,1	5	4	4	0,5	0,5	0,5
Итого	1	47	43	40	4,6	4,25	4,05

По результатам расчётов таблице 13 можно заключить, что разрабатываемая система конкурентоспособна на рынке. Разработка проигрывает аналогичным системам в удобстве: компании «РТС» за счёт отсутствия создания зонтичных центров мониторинга и управления; компании «Техносерв» за счёт отсутствия собственной облачной инфраструктуры. К сильным сторонам можно отнести локальную установку и работу в частных облаках, полную замену или интеграцию с существующими решениями (SCADA, NMS, BI и т.д.), а также цену разработки (за счёт стоимости системы по сравнению с конкурентами).

3.3 SWOT – анализ

SWOT-анализ проводится для комплексной оценки внешней и внутренней среды проекта. В силу того, что разработка облачной системы автоматизированного управления подготовкой нефти является лишь частным способом применения рассмотренного подхода, при SWOT-анализе рассматриваются сильные и слабые стороны, возможности и угрозы применительно к способу решения поставленной задачи. Итоговая матрица SWOT-анализа приведена в таблице 14.

Таблица 14 – Матрица SWOT-анализа

	Сильные стороны: С1. Низкая стоимость разработки облачной системы. С2. Возможность применения сложных алгоритмов управления. С3. Возможность быстрого программного изменения алгоритма управления. С4. Возможность расширения функционала системы. С5. Удобный пользовательский интерфейс для операторов АРМ.	Слабые стороны: Сл1. Необходимость в квалифицированных кадрах у заказчика. Сл2. Затраты на дополнительное обучение разработчика и/или оператора. Сл3. Узкий круг компаний-заказчиков.
Возможности: В1. Увеличение спроса на рынке нефтедобычи. В2. Снижение налогов на ввоз зарубежных компонентов системы. В3. Получение финансирования от заинтересованных компаний. В4. Выход на иностранный рынок	В1В4С4С5. Невысокая стоимость и современные технологические компоненты облачной системы выделяют проект на фоне конкурентов и обеспечит выход на зарубежный рынок. Возможность расширения функционала повысит спрос на разработку при увеличении спроса на рынке. Востребованность на рынке приведет к притоку инвестиций в сфере разработки систем	В1В4Сл1Сл2. Увеличение спроса на рынке увеличит нужду в высококвалифицированных специалистах на производстве. Получение финансирования от компаний позволит протестировать предлагаемую систему на необходимом оборудовании. С выходом на иностранный рынок увеличится круг потенциальных заказчиков. возможно появление и увеличение клиентской

	управления. Возможность расширения функционала системы и ее низкая стоимость повысят интерес зарубежных специалистов к данной системе.	базы. Увеличение спроса спровоцирует масштабирование компаний, и возможность найма сторонних организаций для обеспечения информационной безопасности.
--	--	---

Продолжение таблицы 14 – Матрица SWOT-анализа

Угрозы: У1. Увеличение стоимости поддержки облачной системы. У2. Появление на рынке более совершенных систем управления.	У1С2С3. Возможность расширения функционала системы приведет к постоянным совершенствованиям проекта, что сделает его более конкурентоспособным. Увеличение стоимости системы приведет к повышению стоимости на проекты конкурентов.	У2Сл1Сл3. Узкий круг компаний-заказчиков и снижение спроса на системы управления приведет к уменьшению количества предлагаемых продуктов от конкурентов.
---	--	---

По итогам SWOT-анализа выявлены возможности для дальнейшего развития как настоящей системы автоматического регулирования, так и в целом подхода к созданию подобных систем.

1. Для противодействия угрозе У1 в системе достаточно иметь модель коммуникации открытых систем, чтобы в случае подорожания облачной системы, систему управления можно было перенести на облачную платформу конкурирующей компании.

2. В случае появления более совершенных облачных систем управления на рынке автоматизации (угроза У2), разработанная система автоматизации на базе облачной системы по-прежнему будет выполнять свои функции на производстве и потребует замены в случае замены всей облачной системы на производстве.

3.4 Планирование научно-исследовательской работы

3.4.1 Структура работ

Прежде чем начать работу над проектом, необходимо провести планирование этапов работы, обозначив при этом занятость каждого из участников, а также привести сроки выполнения каждого этапа. Структура работ и распределение занятости исполнителей приведены в таблице 15.

Таблица 15 – Структура работ

Этапы работы	Загрузка исполнителей
Постановка целей и задач исследования	НР – 80% И – 20%
Обзор литературы	И – 100%
Разработка технического задания	НР – 20% И – 80%
Разработка календарного плана работ	НР – 20% И – 80%
Разработка схемы автоматизации	И – 100%
Создание модели в Tibbo Aggregate	И – 100%
Сравнительный анализ методов настройки на модели системы	И – 100%
Обработка полученных результатов	И – 100%
Оформление расчётно-пояснительной записки	И – 100%
Подведение итогов	НР – 100%

Таким образом, основная часть нагрузки отводится на исполнителя проекта.

3.4.2 Разработка графика проведения научно-технического исследования

Трудоёмкость выполнения исследования оценивается экспертным путём в силу вероятностного характера величины. За единицу измерения трудоёмкости принимаются человеко-дни. Ожидаемая трудоёмкость рассчитывается по формуле:

$$t_{ож} = \frac{3 \cdot t_{\min} + 2 \cdot t_{\max}}{5}, \quad (6)$$

где $t_{ож}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения работы чел. дн;

t_{\min} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел. дн;

t_{\max} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной работы, чел.дн.

Для построения графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта длительность каждого из этапов работ в рабочих днях переводится в календарные дни по формуле:

$$T_{КД} = T_{РД} \cdot K_{КД}, \quad (7)$$

где $T_{КД}$ – продолжительность выполнения работы в календарных днях;

$T_{РД}$ – продолжительность выполнения работы в рабочих днях;

$K_{КД}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности рассчитывается по формуле:

$$K_{КД} = \frac{T_{КД}}{T_{КД} - T_{ВД} - T_{ПД}}, \quad (8)$$

где $T_{КД}$ – количество календарных дней в году;

$T_{ВД}$ – количество выходных дней в году;

$T_{ПД}$ – количество праздничных дней в году.

Значение коэффициента календарности для 2020 года:

$$K_{KD} = \frac{366}{366 - 66} = \frac{366}{300} = 1,22 \quad (9)$$

С учётом данных таблицы 15 и приведённых выше формул составляется расчётная таблица 16. График Ганта, представляющий собой календарный график работ, приведен в таблице 17.

Таблица 16 – Расчёт трудозатрат на выполнение работ

Наименование работы	Исполнит ели работы	Длительность работ, дн.			Трудоёмкость работ по исполнителям, чел. дн			
		t_{\min}	t_{\max}	$t_{ож}$	$T_{РД}$		$T_{КД}$	
					НР	И	НР	И
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Постановка целей и задач исследования	НР, И	3	4	3.4	2.72	0.68	3.3184	0.8296
Обзор литературы	И	5	7	5.8	0	5.8	0	7.076
Разработка технического задания	НР, И	12	22	16	3.2	12.8	3.904	15.616
Разработка календарного плана работ	НР, И	3	6	4.2	0.84	3.36	1.0248	4.0992
Разработка схемы автоматизации	И	6	13	8.8	0	8.8	0	10.736
Создание модели в Tibbo AggreGate	И	12	18	14.4	0	14.4	0	17.568
Сравнительный анализ методов настройки на модели системы	И	6	11	8	0	8	0	9.76
Обработка полученных результатов	И	5	10	7	0	7	0	8.54
Оформление расчётно-пояснительной записки	И	14	18	15.6	0	15.6	0	19.032
Подведение итогов	НР	2	5	3.2	3.2	0	3.904	0
Итого:		68	114	86.4	9.96	76.44	12.1512	93.2568

Таблица 17 – График Ганта

№ п/п	Название работы	Месяц		Февраль				Март				Апрель				Май				Июн ь
		Длительность\Недел я		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1
1	Постановка целей и задач исследования	И.	2	2																
2	Обзор литературы	И	2	2																
		НР	2	2																
3	Разработка технического задания	НР	6	6																
4	Разработка календарного плана работ	И	18		6	6	6													
		НР	2		2															
5	Разработка схемы автоматизации	И	11					6	5											
		НР	2						2											
6	Создание модели в Tibbo AggreGate	И	8						1	6	1									
		НР	2							2										
7	Сравнительный анализ методов настройки на модели системы	И	33								5	6	6	6	6	1				
		НР	2								1					1				
8	Обработка полученных результатов	И	2													2				
		НР	2													2				
9	Оформление расчётно-пояснительной записки	И	14													3	6	5		
10	Подведение итогов	И	9															1	6	2

Из графика Ганта видно, что практическая часть всего исследования занимает порядка одного календарного месяца. Сравнительно большой промежуток времени на составление технического задания выделен для лучшей его проработки и исключения необходимости возвращаться к этому этапу в дальнейшем.

3.5 Бюджет научно-технического исследования

Планирование бюджета позволяет оценить затраты на проведение исследования до его фактического начала и позволяет судить об экономической эффективности работы. В данном разделе подсчитываются следующие статьи расходов:

- 1) материальные затраты;
- 2) амортизационные отчисления;
- 3) заработная плата исполнителей;
- 4) отчисления во внебюджетный фонд;
- 5) накладные расходы.

3.5.1 Расчет материальных затрат

В этом подразделе оценивается стоимость всех материальных ценностей, непосредственно расходуемых в процессе выполнения работ.

Теоретические исследования, а также моделирование системы требуют ряд программных продуктов: Microsoft Office, Компас 3D, MATLAB, Tibbo Aggregate и др. Большинство из них предоставляются бесплатно для студентов ТПУ, другие находятся в свободном доступе в сети «Интернет». Таким образом, затраты на материалы включают в себя расходы на канцелярские принадлежности. Для исследований используется персональный компьютер с бесплатным доступом к лицензии Компас 3D, MATLAB, Tibbo Aggregate. В материальные затраты также включаются транспортно-заготовительные

расходы (ТЗР) в пределах от 5% до 20% от общей цены материалов. Расчёт материальных затрат приведён в таблице 18.

Таблица 18 – Материальные затраты

Наименование	Цена за ед., руб.	Кол-во, шт.	Сумма, руб.
Офисная бумага, упак. 500 листов	310	1	310
Тетрадь общая, 48 л.	50	1	50
Шариковая ручка	30	3	90
Патч-корд RJ-45, кат. 5е, 2м	300	1	300
Итого			750
Итого с учётом ТЗР (10%)			825

Из таблицы 18 видно, что итоговая сумма материальных затрат не составляет большой суммы.

3.5.2 Расчет амортизационных отчислений

Написание выпускной квалификационной работы по плану занимает 4 месяца. Для моделирования и проведения расчётов используется персональный компьютер первоначальной стоимостью 60000 рублей. Срок полезного использования для офисной техники составляет от 2 до 3 лет.

Норма амортизации H_A рассчитывается как:

$$H_A = \frac{1}{T} \cdot 100\%, \quad (10)$$

где T – срок полезного использования, лет.

Если принять срок полезного использования равным 3 годам, тогда норма амортизации H_A :

$$H_A = \frac{1}{3} \cdot 100\% = 33,3\%. \quad (11)$$

Годовые амортизационные отчисления:

$$A_{год} = 60000 \cdot 0,33 = 19800 \text{ руб.} \quad (12)$$

Ежемесячные амортизационные отчисления:

$$A_{мес} = \frac{19800}{12} = 1650 \text{ руб.} \quad (13)$$

Итоговая сумма амортизации основных средств:

$$A = 1650 \cdot 5 = 8250 \text{ руб.} \quad (14)$$

3.5.3 Расчёт заработной платы и отчислений во внебюджетные фонды

Оклад научного руководителя (в должности доцента) составляет 33 664 рублей. Оклад студента (инженера) принимается равным окладу соответствующего специалиста низшей квалификации, т.е. ассистента и составляет 12 664 рублей. В 2020 году с учётом 48-дневного отпуска 252 рабочих дня. Среднее количество рабочих дней в месяце составит 21 день. Среднедневная заработная плата для руководителя составит 1603,05 рублей в день, для инженера – 603,05 рублей в день.

Заработная плата включает в себя основную и дополнительную части. При этом основная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{осн} = ЗП_{дн} \cdot T_{РД} \cdot (1 + K_{пр} + K_{д}) \cdot K_p, \quad (15)$$

где $ЗП_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

$T_{РД}$ – трудоёмкость выполнения работы в рабочих днях;

$K_{пр}$ – коэффициент премирования;

$K_{д}$ – коэффициент доплат;

K_p – районный коэффициент.

Результаты расчёта основной заработной платы по формуле 10 приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	$ЗП_{дн}$	K_p	$K_{д}$	$K_{пр}$	$T_{РД}$	$ЗП_{осн}$, руб.
Руководитель	1603,05	0,3	0,2	1,3	9.96	11978,145

Продолжение таблицы 19 – Расчет основной заработной платы

Инженер	603,05	0,3	0,2	1,3	76.44	34598.655
Итого						46576.805

Дополнительная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$ЗП_{доп} = ЗП_{осн} \cdot 0,12 , \quad (16)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб.

Отчисления во внебюджетные фонды в соответствии с Налоговым кодексом РФ рассчитываются по формуле:

$$ЗП_{внеб} = (ЗП_{осн} + ЗП_{доп}) \cdot 0,3 , \quad (17)$$

где $ЗП_{осн}$ – основная заработная плата, руб;

$ЗП_{доп}$ – дополнительная заработная плата, руб.

Результаты расчётов по формулам 11 и 12 приведены в таблице 20.

Таблица 20 – Расчёт дополнительной заработной платы и отчислений

Исполнители	$ЗП_{доп}$	$ЗП_{внеб}$
Руководитель	1437.37	4,024.65
Инженер	4151.83	11,625.14
Итого	5589.22	15649.79

Накладные расходы принимаются в размере 10% от величины всех остальных расходов.

3.5.4 Расчет накладных расходов

Накладные расходы включают в себя затраты на управление, хозяйственное обслуживание, эксплуатацию и ремонт оборудования и составляют 15-20% от суммы заработной платы и отчислений:

$$C_n = k_n \cdot (З_{зпР} + З_{зпС}) = 0,2 \cdot (13415 + 38749.8) = 10432,966; \quad (18)$$

где C_n – накладные расходы, руб.;

k_n коэффициент накладных расходов;

$З_{зпС}$ – заработная плата инженера, руб.;

$З_{зпР}$ – заработная плата руководителя, руб.

По результатам расчётов можно заключить, что накладные расходы на реализацию проекта составят 10432,966 рублей.

3.5.5 Расчет общей себестоимости

Рассчитанные в пунктах 2.5.1 – 2.5.4 расходы сведены в таблицу 21.

Таблица 21 – Расходы

Наименование	Сумма, руб.	Удельный вес, %
Материальные затраты	825	0,944
Затраты на амортизацию	8250	9,44
Основная заработная плата	46576.805	53,33
Дополнительная заработная плата	5589.22	6,04
Страховые взносы	15649.79	17,9
Накладные расходы	10432,966	11,94
Итого	87323.78	100

В ходе подсчёта затрат на разработку проекта выявлено, что основная часть (59.8%) средств расходуется на заработную плату исполнителей.

3.6 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Эффективность разработки сравнивается аналогичными системами:

1. Автоматизированная система управления на основе облачного сервиса от компании «РТС» обойдется в 297152,98 руб.

2. Автоматизированная система управления на основе облачного сервиса от компании «Техносерв» обойдется в 215441,11 руб.

Эффективность разработки определяется путём расчёта интегрального финансового показателя:

$$I_{фин}^i = \frac{\Phi_i}{\Phi_{max}}, \quad (19)$$

где $I_{фин}^i$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_i – стоимость i-ого варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения проекта (зависит от сложности АСУ).

$$I_{фин}^1 = \frac{87323,78}{297152,98} = 0,294; \quad (20)$$

$$I_{фин}^2 = \frac{297152,98}{297152,98} = 1; \quad (21)$$

$$I_{фин}^3 = \frac{215441,11}{297152,98} = 0,725; \quad (22)$$

Сравнительная оценка ресурсоэффективности рассматриваемых аналогов приведена в таблице 22.

Таблица 22 – Сравнительная оценка ресурсоэффективности

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Ресурсоэффективность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Удобство в эксплуатации	0,1	4	5	5	0,4	0,6	0,5
Долговечность	0,05	5	5	4	0,35	0,25	0,2
Надёжность	0,1	5	4	5	0,5	0,4	0,4
Безопасность	0,2	4	5	4	0,8	0,8	0,8
Точность измерений	0,05	4	4	4	0,15	0,25	0,2
Быстродействие	0,05	4	5	2	0,25	0,45	0,4
Итого	1	26	28	24	2,45	2,75	2,5

Интегральный показатель эффективности разработки I^i вычисляется на основании рассчитанных выше интегрального финансового показателя $I_{фин}^i$ (24– 26) и показателя ресурсоэффективности I_p^i :

$$I^i = \frac{I_p^i}{I_{фин}^i}, \quad (23)$$

Для разрабатываемой системы:

$$I^1 = \frac{2,45}{0,294} = 8,3; \quad (24)$$

Для рассматриваемых аналогов:

$$I^2 = \frac{2,75}{1} = 2,75; \quad (25)$$

$$I^3 = \frac{2,5}{0,725} = 3,44; \quad (26)$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы и рассматриваемых аналогов рассчитывается как:

$$\mathcal{E} = \frac{I}{I^i}, \quad (27)$$

Сравнительная эффективность разрабатываемой системы с аналогами приведена в таблице 23.

Таблица 23 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Разработка	Аналог №1	Аналог №2
1	Интегральный финансовый показатель $I_{фин}$	0,294	1	0,725
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности I_p	2,45	2,75	2,5
3	Интегральный показатель эффективности I	8,3	2,75	3,44
4	Сравнительная эффективность \mathcal{E} разработки к аналогам		3,018	2,412

Сравнение значений интегральных показателей эффективности показало, что разрабатываемая система автоматического регулирования температуры хотя и уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности, однако превосходит его по интегральному показателю эффективности за счёт меньшей стоимости разработки.

Вывод по разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

В данном разделе оценены экономические аспекты исследуемого подхода к построению облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти.

1. Выявлены потенциальные потребители результатов исследования. Разработка может быть применена на больших и средних предприятиях нефтегазовой отрасли, а именно может быть интересна компаниям, занимающимся как нефтедобычей, так и нефтепереработкой. (см. подраздел 2.1).

2. Проведен анализ конкурентных технических решений. Выявлено два конкурента «РТС» и «Техносерв». Разрабатываемая система на текущем этапе уступает конкурентам по удобству использования (см. подраздел 2.2), однако выигрывает за счет своей гибкости и использованию помимо пакета Tibbo AggreGate, пакета MATLAB.

3. В ходе SWOT-анализа основными угрозами обозначены: увеличение стоимости поддержки облачной системы, появление на рынке более совершенных систем управления. Возможные пути снижения влияния выявленных угроз представлены в подразделе 2.3.

4. Подсчёт затрат на разработку позволяет заключить, что основной статьёй расходов в научно-исследовательской работе является заработная плата исполнителей: 52,166 руб. (59%). На втором месте страховые взносы – 15649.79 руб. (17,9%). Затем идут накладные расходы – 10432,966 руб. (11,94%). Меньше всего средств уходит на амортизацию оборудования – 8250 руб. (9,44%) и на

материальные затраты – 825 руб. (0,944%). Общий бюджет разработки составил 87323.78 руб. При этом запланированная продолжительность работы составляет 97 дней.

5. В подразделе 2.6 оценена экономическая эффективность разработки. Разрабатываемая система уступает аналогу №1 по ресурсоэффективности в виду меньшего удобства эксплуатации на данном этапе, однако по сравнительному показателю эффективности разработка превосходит аналогичные системы за счёт меньшей стоимости. Экономия достигается за счёт стоимости использования облачного сервиса Tibbo AggreGate.

В ходе анализа ресурсной, финансовой и экономической эффективности согласно расчетам интегральных показателей ресурсоэффективности, эффективности и финансов было доказано превосходство разрабатываемой системы над конкурентами.

4 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

В бакалаврской работе рассматривается проектирование облачной автоматизированной системы управления технологическим процессом дожимной насосной станции установки подготовки нефти. Автоматизация производства позволяет осуществлять технологические процессы без непосредственного участия обслуживающего персонала. При полной автоматизации роль обслуживающего персонала ограничивается общим наблюдением за работой оборудования, настройкой и наладкой аппаратуры. Задачей оператора АСУ является контроль над параметрами технологического процесса, управление и принятие решений в случае возникновения нештатных ситуаций.

Так как большая часть работы ведется с использованием персонального компьютера в закрытом помещении, то наиболее значимыми факторами являются микроклимат помещения, освещение, шум, электромагнитное излучение, рабочая поза. Также необходимо учесть факторы, влияющие на электробезопасность и пожарную безопасность, и рассмотреть вопросы ее организации на предприятии нефтегазовой отрасли.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно трудовому кодексу Российской Федерации от 30.12.2001 N 197–ФЗ в условиях непрерывного производства нет возможности использовать режим рабочего времени по пяти– или шестидневной рабочей неделе. По этой причине применяются графики сменности, обеспечивающие непрерывное

обслуживание производственного процесса, работу персонала сменами постоянной продолжительности, регулярные выходные дни для каждой бригады, постоянный состав бригад и переход из одной смены в другую после дня отдыха по графику. На объекте применяется четырехбригадный график сменности. При этом ежесуточно работают три бригады, каждая в своей смене, а одна бригада отдыхает. При составлении графиков сменности учитывается положение ст. 110 39 ТК о предоставлении работникам еженедельного непрерывного отдыха продолжительностью не менее 48 часов.

4.1.2 Основные эргономические требования к правильному расположению и компоновке рабочей зоны исследователя

Наблюдение и контроль за работой технологического оборудования производится из операторского пункта. Оператор большую часть времени находится за рабочим столом, используя персональный компьютер. Разработка эргономических требований к рабочей зоне оператора производится согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 "Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы".

Важным фактором при организации рабочего места работника является рабочая поза. Для операторов рабочей позой является положение сидя, поэтому необходимо обеспечить каждое рабочее место сиденьем с правильной 69 конструкцией с устройством опоры для рук, ног, спины. Оптимальная конструкция сиденья способствует равномерному распределению массы тела. Кресло должно иметь подъемно-поворотный механизм и регулируемый наклон спинки и сидения.

Рабочее место оператора оборудовано соответствующим компьютерным столом. Его конструкция обеспечивает оптимальное расположение всех необходимых для работы оператора инструментов. Высота рабочей поверхности составляет 725 мм, стол имеет пространство для постановки ног.

Необходимые инструменты и материалы на рабочем месте располагаются в зависимости от частоты использования. Чем чаще работник обращается к

рабочему инструменту, тем ближе данный инструмент находится. В зоне максимальной доступности оператора за рабочим местом находятся клавиатура и мышь, так как они являются основным инструментом оператора АСУ. Необходимая для работы документация находится в зоне легкой досягаемости ладони. Редко используемая литература – в выдвижных ящиках рабочего стола. Монитор находится в зоне максимальной досягаемости.

Данные эргономические требования соответствуют ГОСТ 22269-76 «Система "Человек-машина". Рабочее место оператора. Взаимное расположение элементов рабочего места. Общие эргономические требования».

Эргономические требования к рабочему месту работника представлены на рисунке 19.

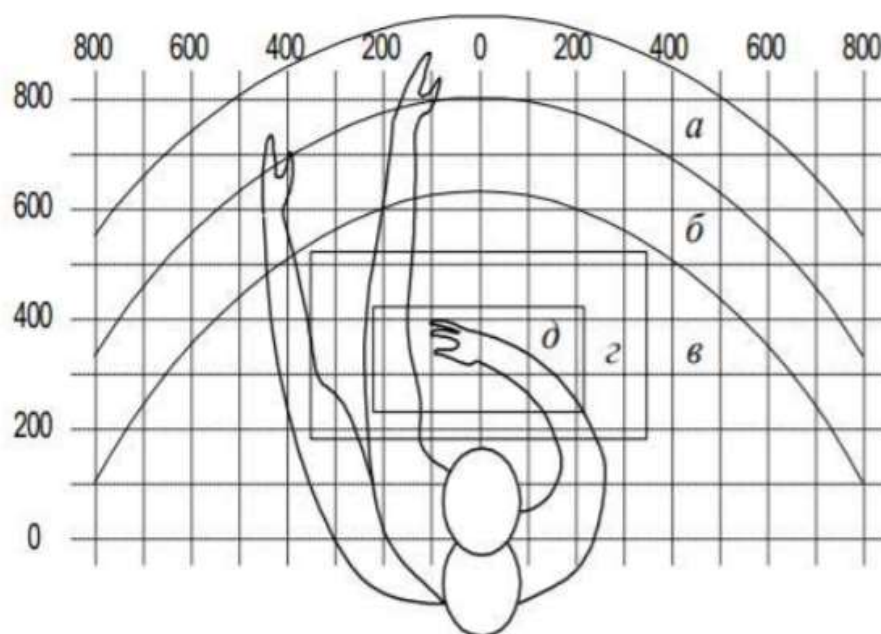


Рисунок 19 – Эргономические требования

Оптимальное размещение предметов труда и документации в зонах досягаемости:

- 1) дисплей размещается в зоне «а» (в центре);
- 2) системный блок размещается в предусмотренной нише стола;
- 3) клавиатура - в зоне «г/д»;
- 4) «мышь» - в зоне «в» справа;

5) документация, необходимая при работе - в зоне легкой досягаемости ладони - «б», а в выдвижных ящиках стола - редко используемая литература.

4.2 Производственная безопасность

В таблице 24 приведен анализ опасных и вредных производственных факторов.

Таблица 24 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015 [6])	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Монтаж/ демонтаж	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений» [7];
2. Превышение уровня шума		+	+	СН 2.2.4/2.1.8.562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки» [8];
3. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 «Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий» [9];
4. Повышенное значение электромагнитного излучения			+	СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». [10];

4.2.1 Отклонение показателей микроклимата

Несмотря на введение облачной системы управления технологическим процессом, на производстве сохраняется рабочее место оператора. Однако, облачная система дает возможность управления технологическим процессом вне

рабочего места. Например, при помощи мобильного устройства или компьютера, установленного за пределами производства посредством Web-сервера. В данной главе приведены требования к параметрам рабочего места оператора на производстве.

Параметры микроклимата рабочего места оператора дожимной насосной станции установки подготовки нефти должны соответствовать требованиям СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений». В таблице 25 приведены оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений в соответствии с временем года и категории тяжести работ согласно требованиям, СанПиН.

Таблица 25 – Оптимальные показатели микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	(22 – 24)	(21 – 25)	(60 – 40)	0,1
Тёплый	(23 – 25)	(22 – 26)	(60 – 40)	0,1

Допустимые микроклиматические условия установлены по критериям допустимого теплового и функционального состояния человека на период восьмичасовой рабочей смены приведены в таблице 26.

Таблица 26 – Допустимые параметры микроклимата

Период года	Температура воздуха, °С		Температура поверхностей, °С	Относительная влажность воздуха, %	Скорость движения воздуха, м/с	
	Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более			Ниже оптимальных не более	Выше оптимальных не более

Продолжение таблицы 26 – Допустимые параметры микроклимата

Холодный	(20,0 – 21,9)	(24,1 – 25,0)	(19,0– 26,0)	(15 – 75)	0,1	0,1
Теплый	(21,0 – 22,9)	(25,1 – 28,0)	(20,0– 29,0)	(15 – 75)	0,1	0,2

В соответствии с характеристикой помещения определен расход свежего воздуха согласно СанПиН 2.2.4.548-96 и приведен в таблице 27.

Таблица 27 – Расход свежего воздуха по СанПиН 2.2.4.548-96

Характеристика помещения	Объемный расход подаваемого в помещение свежего воздуха, м ³ /на одного человека в час
Объем до 20 м ³ на человека	Не менее 30
(20 – 40) м ³ на человека	Не менее 20
Более 40 м ³ на человека	Естественная вентиляция

4.2.2 Превышение уровня шума

В соответствии с ГОСТ 12.1.003-2014 [11], при выполнении работ с повышенными требованиями к процессам наблюдения и дистанционного 42 управления производственными циклами, рабочие места за пультами в кабинах наблюдения и дистанционного управления без речевой связи по телефону предельно допустимое звуковое давление равно 75 дБА.

Допустимые уровни звукового давления в октавных полосах частот, уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочем месте приведены в таблице 28.

Таблица 28 – Допустимые уровни звукового давления

Помещения и рабочие места	Уровень звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц					Уровень звука, дБА
	63	12	26	10	4000	
Помещения управления, рабочие комнаты	79	70	68	55	50	60

4.2.3 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочей зоны напрямую влияет на производительность труда рабочего. Недостаточная освещённость рабочего места затрудняет длительную работу, вызывает повышенное утомление и способствует развитию близорукости. Длительное пребывание в среде с ограниченным спектральным составом света и монотонным режимом освещения вызывает сонливость и апатию. Работа в помещениях с повышенным уровнем освещенности приводит к перевозбуждению нервной системы и уменьшению работоспособности.

Для обеспечения рационального освещения (отвечающего техническим и санитарно-гигиеническим нормам) необходимо правильно подобрать источники искусственного освещения в сочетании с естественным светом. Поддерживать чистоту оконных стекол и поверхностей светильников.

Рабочая зона или рабочее место оператора АСУ дожимной насосной станции установки подготовки нефти освещается таким образом, чтобы можно было отчетливо видеть процесс работы, не напрягая зрения. Уровень необходимого освещения определяется степенью точности зрительных работ. Наименьший размер объекта различения составляет 0.5 - 1 мм. В помещении присутствует естественное освещение. По нормам освещенности 43 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 и отраслевым нормам, работа за ПК относится к зрительным работам высокой точности для любого типа помещений.

Требования к освещению на рабочих местах при работе с ПК по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 представлены в таблице 29.

Таблица 29 – Требования к освещению на рабочих местах

Освещенность на рабочем столе	(300 – 500) лк
Освещенность на экране ПК	не выше 300 лк
Блики на экране	не выше 40 кд/м ²
Прямая блескость источника света	200 кд/м ²
Показатель ослепленности	не более 20
Показатель дискомфорта	не более 15
Отношение яркости: – между рабочими поверхностями – между поверхностями стен и оборудования	(3:1 – 5:1) 10:1
Коэффициент пульсации	не более 5%

4.2.4 Повышенное значение электромагнитного излучения

Электромагнитным излучением называется излучение, прямо или косвенно вызывающее ионизацию среды. Контакт с электромагнитными излучениями представляет серьезную опасность для человека.

Монитор, системный блок, и принтер генерируют электромагнитное излучение в очень широком диапазоне частот. Но именно излучение монитора является более мощным. Для того чтобы избежать негативного воздействия от электромагнитного излучения необходимо в процессе разработки и эксплуатации облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти следовать основным нормам, описанным в СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03.

Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ указаны в таблице 30.

Таблица 30 – Временные допустимые уровни ЭМП, создаваемых ПЭВМ

Наименование параметров		ВДУ ЭМП
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного поля	в диапазоне частот от 5 Гц до 2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот от 2 кГц до 400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

4.2.5 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

В зимний период времени (при работающей системе отопления) параметры температурно-влажностного состояния помещения определяются тепловой мощностью системы отопления и теплозащитными качествами наружной стены с одним или несколькими окнами.

В летний период (при выключенной системе отопления) в помещении с не кондиционируемым микроклиматом формируется температурновлажностный режим, близкий по параметрам к наружной среде, а его параметры определяются теплозащитными качествами наружных ограждающих конструкций и естественным воздухообменом в помещении.

В качестве мер по снижению шума, воздействующего на человека в процессе эксплуатации облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти, в первую очередь следует использовать средства коллективной защиты:

- 1) уменьшение шума в источнике его возникновения за счет применения рациональных конструкций, новых материалов и гигиенически благоприятных технологических процессов;
- 2) изменение направленности излучения шума;
- 3) рациональная планировка предприятий и цехов;
- 4) акустическая обработка помещений;

5) уменьшение шума на пути его распространения от источника к рабочему месту (использование защитных экранов, глушителей шума).

В качестве индивидуальных средств защиты от шума специалистом могут быть использованы специальные противοшумные наушники, которые обезопасят пользователя от вредного воздействия шумов и помогут сделать условия работы более комфортными.

Для снижения влияния недостаточной освещённости применяется использование дополнительных источников искусственного света.

Для снижения воздействия электромагнитного излучения применяют следующие меры:

- 1) расстояние от монитора до работника должно составлять не менее 50 см;
- 2) применение экранных защитных фильтров, а также средств индивидуальной защиты.

Перед началом работы необходимо убедиться, что выключатели и розетка закреплены и не имеют оголённых токоведущих частей. Перед приемом на работу очередного сотрудника необходимо проводить инструктаж по электробезопасности. Также стоит предусмотреть проведение инструктажа при смене условий работы, при обновлении техники и плановый инструктаж.

4.3 Экологическая безопасность

При эксплуатации оборудования на ДНС УПН в атмосферу выделяются постоянные выбросы, а также аварийные сбросы при выходе из строя оборудования и трубопроводов.

Загрязнение воздушного бассейна происходит в результате поступления в него:

- 1) продуктов сгорания попутного газа на факелах, в трубчатых печах, в котельной;

2) утечек вредных веществ через дыхательные клапаны резервуаров нефти;

3) вредных веществ от оборудования, размещаемого в блочных помещениях через воздухопроводы или дефлекторы;

4) вредных веществ через вентиляционные трубы, воздушники ёмкостей; вредных веществ через щели фланцевых соединений сепараторов, ёмкостей.

Все источники, подлежащие контролю по загрязнению атмосферы, делятся на две категории:

1) источники с большими выбросами вредных веществ, так называемые организованные выбросы (труба котельной, факел), которые должны контролироваться систематически;

2) неорганизованные выбросы ("большие" и "малые" дыхания резервуаров, пропуски во фланцевых соединениях, выбросы при продувке аппаратов и трубопроводов).

Основные мероприятия по охране окружающей среды включают в себя:

- 1) полную герметизацию технологического оборудования;
- 2) сбор и максимальное использование попутного нефтяного газа;
- 3) полную утилизацию сточных вод;
- 4) защиту оборудования и трубопроводов от внутренней и наружной коррозии;
- 5) автоматическое регулирование уровней и давления в аппаратах;
- 6) аварийную сигнализацию предельных значений регулируемых параметров.

В случае нарушения технологического режима, связанного с авариями, в целях охраны окружающей среды предусматриваются следующие мероприятия:

- 1) локализация аварийных разливов нефти;
- 2) ограждение резервуаров бетонной стеной из дорожных плит, высотой 2 м;

- 3) разделение бетонной ограждающей стеной резервуаров подготовки пластовой воды и аварийного резервуара;
- 4) устройство бетонных площадок с бордюрным ограждением и дождеприемниками для сбора разлившейся нефти и загрязненных дождевых вод;
- 5) обвал факельной установки.

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для тушения пожара на дожимной насосной станции установки подготовки нефти предусмотрен комплекс мероприятий и средств пожаротушения. Для принятия мер по тушению пожара до прибытия подразделений Государственной противопожарной службы, имеется запас пожарно-технического оборудования.

Система пожаротушения состоит из системы пожаротушения: пеной; водой.

Система пожаротушения пеной включает в себя:

- 1) генераторы пены;
- 2) индивидуальные пенопроводы на отдельные объекты;
- 3) пульт управления и мнемосхему в операторной с системой извещателей в очаге огня.

Здания, сооружения и наружные установки, такие как нефтегазовые сепараторы и центральные сепарационные насосы, оснащены первичными средствами пожаротушения в соответствии с ППБ 01-2003 (правила пожарной безопасности в РФ) и ППБО-85 (правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности). Количество и тип огнетушителей выбирается в соответствии с категорией здания по взрывопожарной опасности, предельно защищаемой площади и классу пожара. Для оснащения противопожарным инвентарем на территории объекта установлены пожарные щиты.

Комплектация противопожарным инвентарем, выполнена согласно нормам оснащения пожарных щитов типа ЩП-В. На объекте принята

централизованная структура контроля за установками автоматической пожарной сигнализации, из помещения операторной.

4.5 Вывод по разделу «Социальная ответственность»

При выполнении раздела социальной безопасности были проанализированы и выявлены основные вредные и опасные факторы, которые могут возникать в процессе разработки, монтажа и эксплуатации разработанной облачной системы автоматизированного управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти. Были описаны меры минимизации уровней воздействия данных факторов. Также описаны возможные причины возникновения чрезвычайных ситуаций и способы их предотвращения. С точки зрения экологической безопасности, рассмотрены потенциальные источники заражения атмосферы и гидросферы и приведены мероприятия по охране окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результатом выполнения бакалаврской работы стала спроектированная облачная автоматизированная система управления дожимной насосной станции установки подготовки нефти. В ходе работы были разработаны основные схемы, такие как функциональные схемы автоматизации (ГОСТ, ANSI), структурная, информационных потоков, соединений внешних проводок. Разработанные схемы автоматизации позволили определить состав и количество оборудования, необходимого для исполнения данной установки, а также средства и методы передачи данных.

Для обеспечения функционала автоматизированной системы были выбраны первичные КИП, контроллер и исполнительные устройства.

Проведена разработка алгоритмического обеспечения технологического процесса. Были разработаны алгоритмы аварийного перекрытия электрозадвижки, а также алгоритм автоматического ПИД-регулирования уровня и мощности двигателя.

Разработаны экранные формы, предназначенные для осуществления управления оператор с его АРМ технологическим процессом.

Были достигнуты следующие цели АСУ ТП, поставленные в задании на проектировании системы:

- 1) проведение первичных процессов дегазации газожидкостной смеси в автоматическом режиме;
- 2) поддержание технологических параметров, необходимых для наиболее эффективной работы ДНС УПН в допустимых пределах;
- 3) учет нефти на выходе станции;
- 4) обеспечение эффективного управления ТП путем передачи достаточного объема информации оперативному персоналу.

Таким образом, спроектированная АСУ ТП не только удовлетворяет текущим требованиям к системе автоматизации, но и имеет высокую гибкость,

позволяющую изменять и модернизировать разработанную САУ в соответствии с возрастающими в течение всего срока эксплуатации требованиями. Кроме того, облачная система, разработанная в Tibbo AggreGate, которая используется на всех уровнях автоматизации, позволяет сократить затраты на обучение персонала и эксплуатацию систем.

CONCLUSION

The result of bachelor's work was the designed cloud-based automated control system for the booster pump station of the oil treatment unit. In the course of the work, basic circuits were developed, such as functional automation circuits (GOST, ANSI), structural, information flows, external wiring connections. The developed automation schemes made it possible to determine the composition and quantity of equipment necessary for the execution of this installation, as well as the means and methods of data transfer.

To ensure the functionality of the automated system, primary instrumentation, controller, and actuators were selected.

The development of algorithmic support for the technological process is carried out. Algorithms for emergency shutdown of the electric shutter were developed, as well as an algorithm for automatic PID control of the level and power of the engine.

Screen forms designed to control the operator with his workstation process have been developed.

The following goals of industrial control systems were achieved, set in the task for the design of the system:

- 1) conducting the primary processes of degassing a gas-liquid mixture in automatic mode;
- 2) maintaining the technological parameters necessary for the most efficient operation of the pumping station within acceptable limits;
- 3) oil metering at the outlet of the station;
- 4) ensuring effective TA management by transferring a sufficient amount of information to operational personnel.

Thus, the designed automatic process control system not only meets the current requirements for the automation system, but also has high flexibility, which allows changing and upgrading the developed automatic control system in accordance with the requirements that increase throughout the life of the system. In addition, the cloud

system developed at Tibbo AggreGate, which is used at all levels of automation, allows you to reduce the cost of training personnel and operating systems.

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 24.104-85 Автоматизированные системы управления. Общие требования. Москва: Изд-во стандартов, 2013.
2. ГОСТ 21.408-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Правила выполнения рабочей документации автоматизации технологических процессов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200108005> – свободный.
3. ГОСТ 21.208-2013 Система проектной документации для строительства (СПДС). Автоматизация технологических процессов. Обозначения условные приборов и средств автоматизации в схемах.
4. Принцип действия кориолисовых расходомеров [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://kontech-system.com.ua/articles/printsip-dejstvijakoriolisovyh-rashodomerov-i-plotnomerov/> – свободный.
5. Кабель КВВГЭнг-LS [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [https://kps.ru/spravochnik/kabeli-kontrolnyie/s-pvx-izolyacziej-\(0,66kv\)/kvvgeng-ls/](https://kps.ru/spravochnik/kabeli-kontrolnyie/s-pvx-izolyacziej-(0,66kv)/kvvgeng-ls/) – свободный.
6. ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
7. СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки/ – Введ. 1996-10-31.–24с.
8. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений/ – Введ. 1996-03-31.–20 с.
9. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий/ – Введ. 2013-04-08.–25 с.

10. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы/ – Введ. 2013-06-11.–16 с.
11. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности/ – Введ. 2015-11-01.: Стандартиформ, 2015.–24 с. 69
12. ГОСТ 34602-89. Информационная технология. Комплекс стандартов на автоматизированные системы. Техническое задание на создание автоматизированной системы. Москва: Изд-во стандартов, 1989. – 12 с.
13. МЭК 61131-3-2016. Контроллеры программируемые. Языки программирования. Москва: Изд-во стандартов, 2016.
14. ГОСТ 19.002-80. Схемы алгоритмов и программ. Правила выполнения. Москва: Изд-во стандартов, 1980.
15. ГОСТ 2.702-2011 Единая система конструкторской документации. Правила выполнения электрических схем
16. ГОСТ 2.784-96 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические. Элементы трубопроводов
17. ГОСТ 2.785-70 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические. Арматура трубопроводная
18. ГОСТ 2.793-79 Единая система конструкторской документации. Обозначения условные графические. Элементы и устройства машин и аппаратов химических производств. Общие обозначения
19. ГОСТ 21.101-97* Система проектной документации для строительства. Основные требования к проектной и рабочей документации
20. Шаловников, Э.А. Основы автоматизации производственных процессов нефтегазового производства: Учебное пособие для студ. учреждений высш. проф. образования / М.Ю. Прахова, Э.А. Шаловников, Н.А. Ишинбаев; Под ред. М.Ю. Прахова. - М.: ИЦ Академия, 2012. - 256 с.

21. Громаков Е. И., Проектирование автоматизированных систем. Курсовое проектирование: учебно-методическое пособие: Томский политехнический университет. — Томск, 2009.

22. Пантелеев, В.Н. Основы автоматизации производства: Учебник для учреждений начального профессионального образования / В.Н. Пантелеев, В.М. Прошин. - М.: ИЦ Академия, 2013. - 208 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(обязательное)

Альбом схем

Перв. примен

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дубл.

Взам инд. №

Подп. и дата

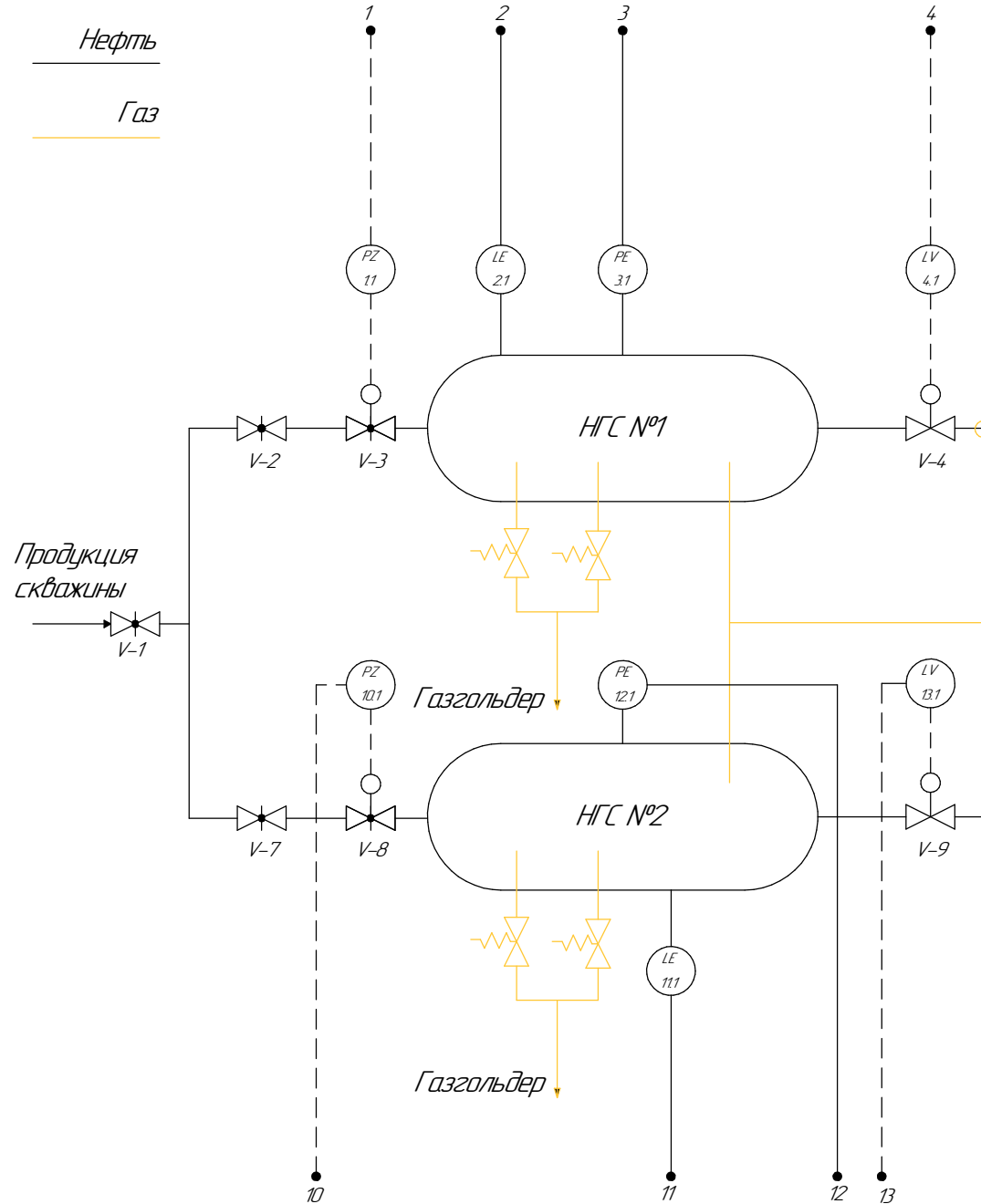
Инд. № подл.

ФЮРА.420609.01

Нефть

Газ

Продукция скважины



Узел учета газа
и свеча рассеивания

Установка
подготовки
нефти

						ФЮРА.420609.01				
						Разработка системы управления дожимной насосной станции		Лист	Масса	Масштаб
Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата		У					
Разраб.	Каширин А.С.									
Пров.	Грамаков Е.И.									
Т.контр.						Лист	Листов 1			
						Функциональная схема автоматизации				
И.контр.										
Утв.										
						ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А				

Перв. примен

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дудл

Взам инд. №

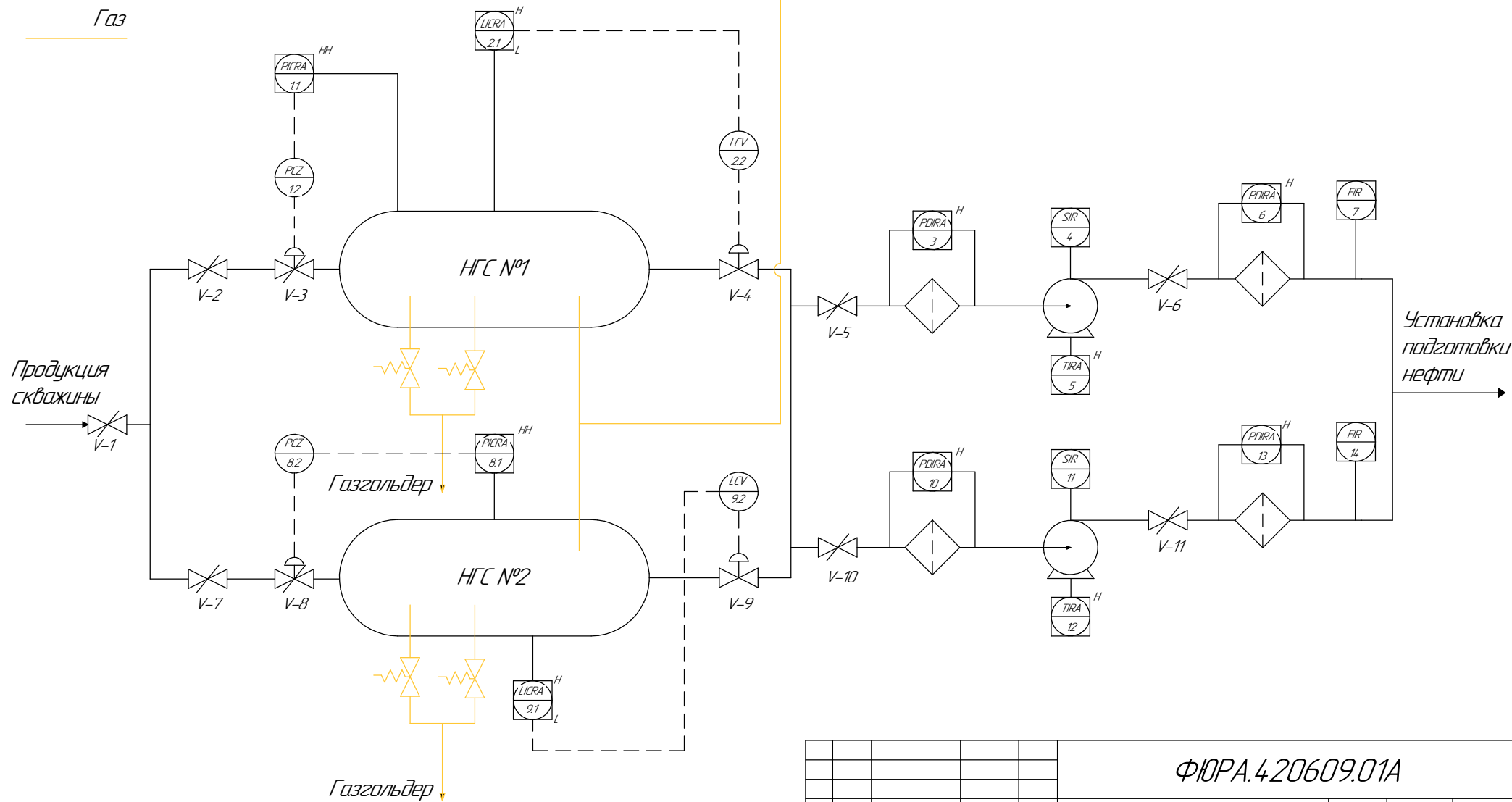
Подп. и дата

Инд. № подл

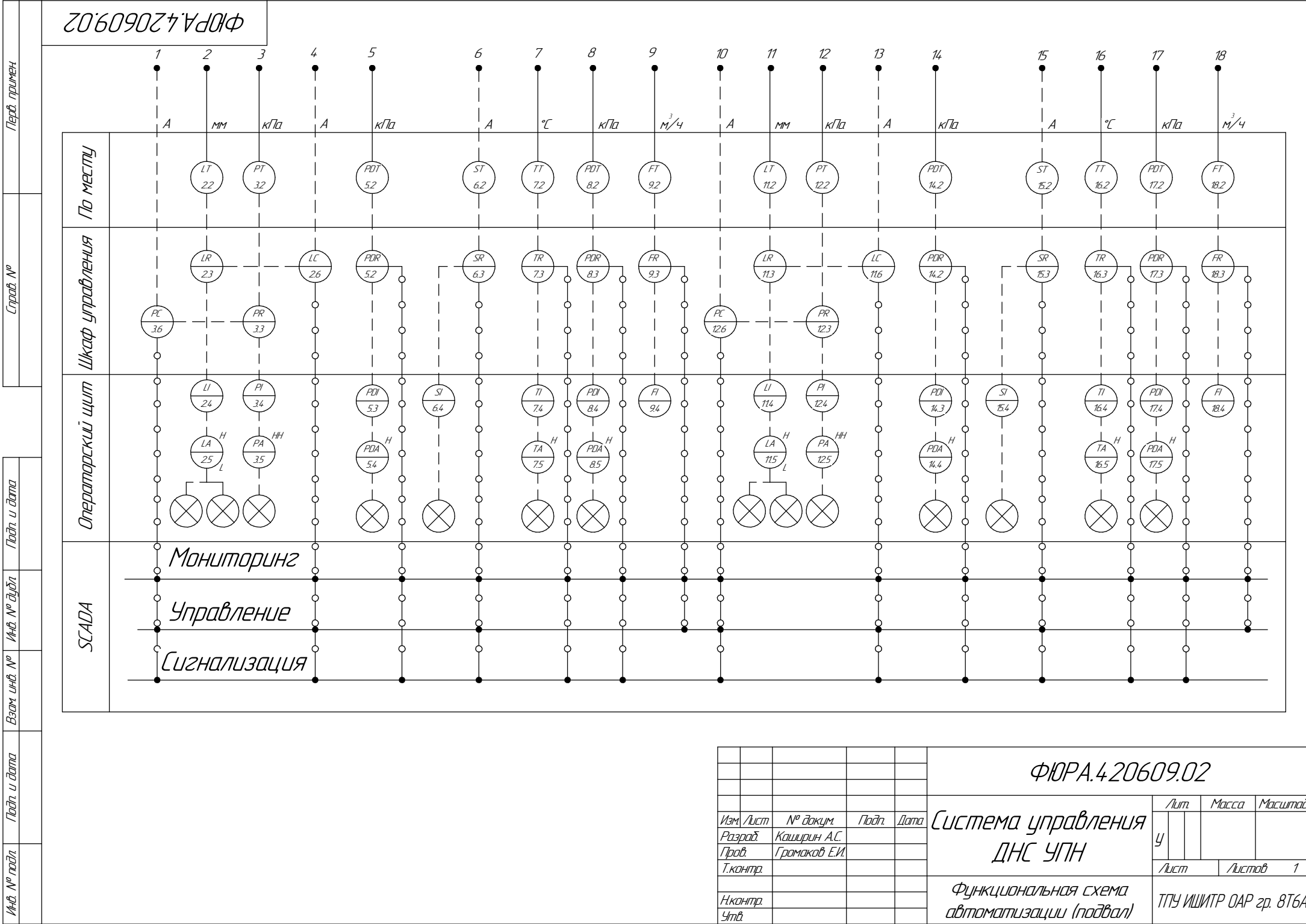
ФЮРА.420609.01А

Нефть

Газ



					ФЮРА.420609.01А				
					Разработка системы управления дожимной насосной станции	Лит.	Масса	Масштаб	
Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	У					
Разраб.	Каширин А.С.								
Проб.	Грамаков Е.И.								
Т.контр.				Лист		Листов 1			
И.контр.				Функциональная схема автоматизации (ANSI)	ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А				
Утв.									
				Копировал					



ФЮРА.420609.02

Изм./Лист

№ докум.

Подп.

Дата

Разраб.

Каширин А.С.

Проб.

Грамаков Е.И.

Т.контр.

И.контр.

Утв.

Система управления
ДНС УПН

Функциональная схема
автоматизации (подвал)

Копировал

Формат А3

Лит.

Масса

Масштаб

У

Лист

Листов 1

ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А

Перв. примен

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дудлн

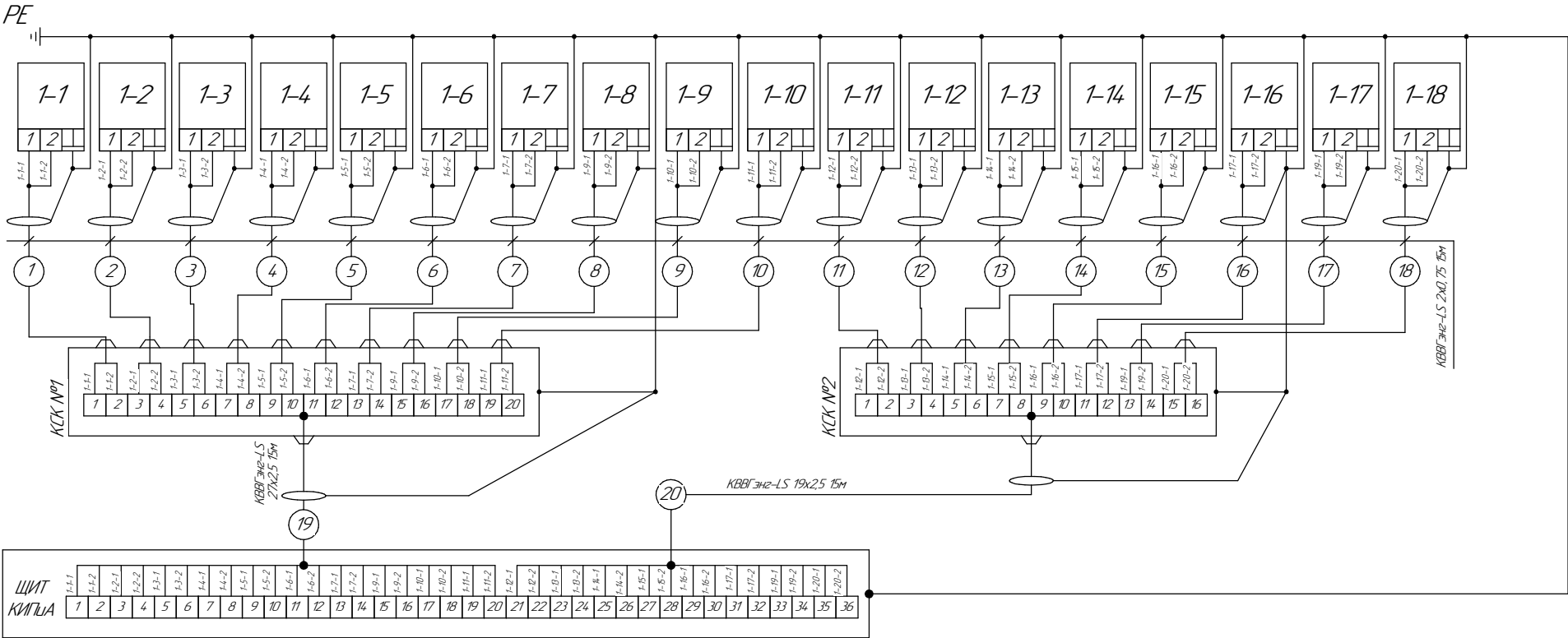
Взам инд. №

Подп. и дата

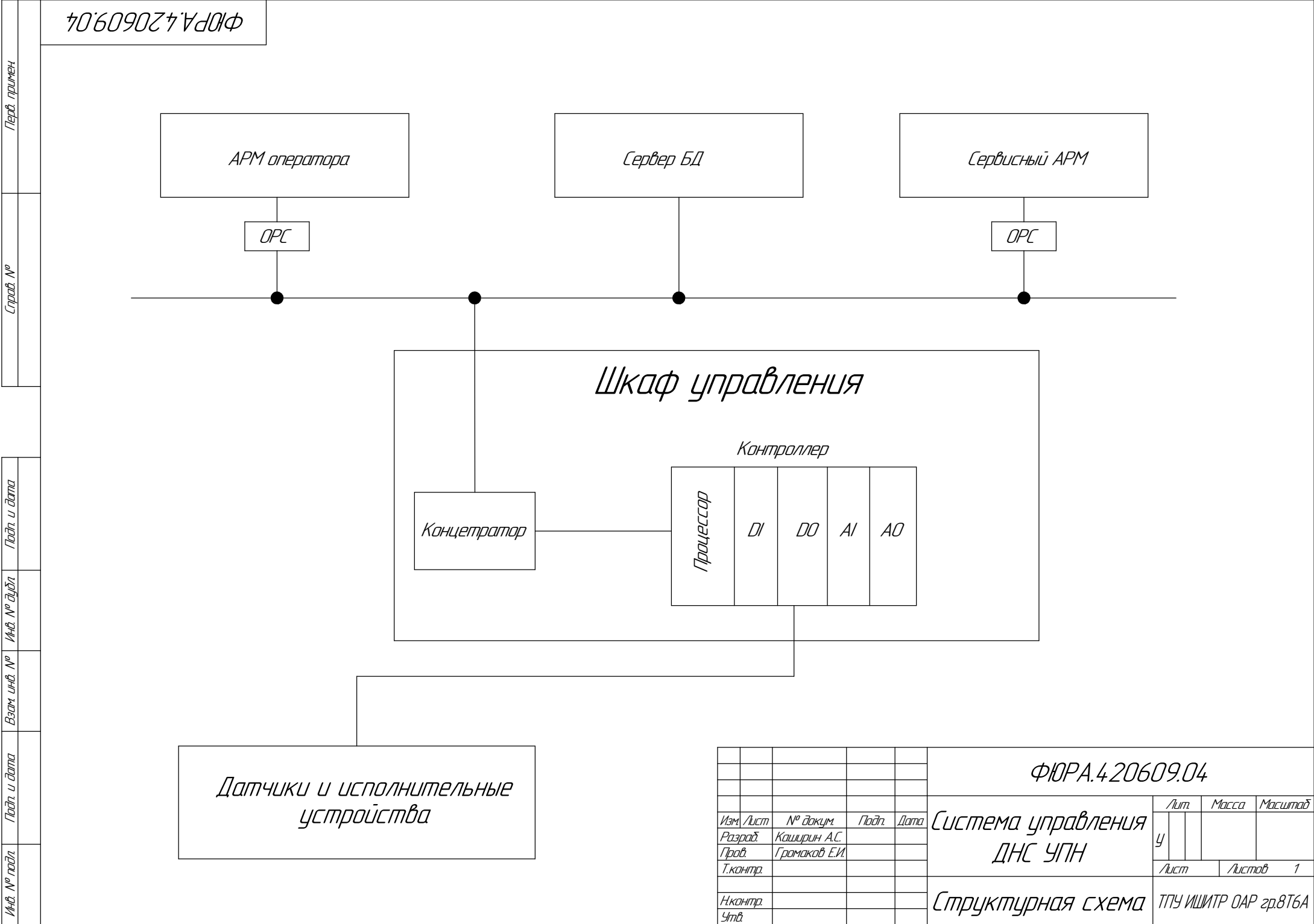
Инд. № подл

ФЮРА.420609.03

Наименование параметра	Расход	Температура	Уровень	Дифференциальное давление	Избыточное давление	Исполнительный механизм	Электроздвижка	Клапан
Место отбора импульса	Линия учета нефти	Двигатели ЦНС	Нефтегазовые сепараторы	Очистные фильтры	Дефтегазовые сепараторы	Место установки	Линия подачи газожидкостной смеси в сепаратор	Линия отправки газожидкостной смеси на ЦНС
Датчик	ЭМИС МАСС 250	Heraus Sensor	Элемер УПГ-11-М2	Элемер-100-ДД	Элемер-100-ДД	Именованние ИМ	304906др	АСТА Р11
Позиция	1-9, 1-18	1-7, 1-16	1-2, 1-11	1-6, 1-8, 1-14, 1-17	1-3, 1-12	Позиция	1-1, 1-10	1-4, 1-13



ФЮРА.420609.03				Разработка системы управления дожимной насосной станции		
Изм./Лист	№ докум.	Подп.	Дата	у	Лист	Масштаб
Разраб.	Каширин А.С.				1	
Пров.	Грамаков Е.И.			Лист 1		
Т.контр.				ТПУ ИШИТР ОАР гр. 8Т6А		
И.контр.				Схема соединений внешних проводок		
Утв.				Копировал Формат А3		



ФЮРА.420609.05								
Система управления ДНС УПН				Лит.		Масса	Масштаб	
				У				
					Лист		Листов 1	
Схема информационных потоков				ТПУ ИШИТР ОАР зр.8Т6А				

ФЮРА.420609.06

Начало

Ввод данных с верхнего уровня

Прием данных с датчиков

Открыть электрозадвижку

Подача флюида в сепаратор

Да

Давление достигло Н?

Нет

Сброс газа в газгольдер

Да

Давление уменьшилось?

Нет

Давление достигло НН?

Нет

Аварийное перекрытие электрозадвижки подачи смеси

Конец

ФЮРА.420609.06

Система управления ДНС УПН

Алгоритм аварийного перекрытия электрозадвижки

Лит.

Масса

Масштаб

У

Лист

Листов

1

ТГУ ИШИТР ОАР гр.8Т6А

Формат

А4

Перв. примен.

Справ. №

Подп. и дата

Инд. № дудл

Взам. инв. №

Подп. и дата

Инд. № подл.

Изм.	Лист	№ докум.	Подп.	Дата
Разраб.		Каширин А.С.		
Пров.		Громаков Е.И.		
Т.контр.				
Н.контр.				
Утв.				

Копировал

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)

Опросные листы производителей

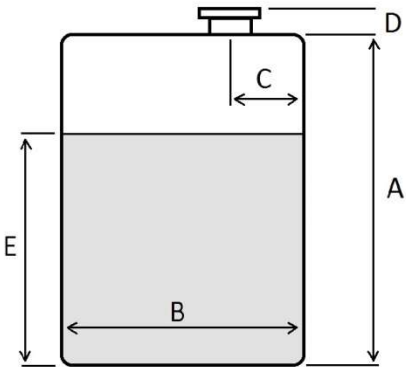


Опросный лист для выбора поплавкового уровнемера

*- поля обязательные для заполнения

Общая информация		
Предприятие*: Место для ввода текста.		Дата заполнения: _____._____.2019
Контактное лицо*: Место для ввода текста.		Тел/факс*: Место для ввода текста.
Адрес: Место для ввода текста.		E-mail: Место для ввода текста.
Опросный лист № Место для ввода текста.	Позиция по проекту: Место для ввода текста.	Количество*: Место для ввода текста.
Параметры среды		
Рабочая среда*	Описание среды: Место для ввода : Плотность среды: Место для ввода : Вязкость среды: Место для ввода :	
	Температура среды: мин_ _____ °С...макс _____ °С	
	Давление среды: <input checked="" type="radio"/> Атмосферное (открытый резервуар) <input type="radio"/> МПа <input type="radio"/> бар <input type="radio"/> кгс/см ² _____, раб _____, макс _____.	
Параметры внешней среды		
Климатическое исполнение*	Температура: мин _____ °С...макс _____ °С	
Степень защиты от пыли и влаги	IP _____.	
Параметры уровнемера		
Вид исполнения*	<input checked="" type="radio"/> Общепромышленное <input type="radio"/> Взрывозащищенное (0Ex ia IIB T6 Ga X) <input type="radio"/> Взрывонепроницаемая оболочка Exd (1Exd IIB T5 Gb X) <input type="radio"/> Взрывонепроницаемая оболочка Exd (1Exd IIB T6 Gb X)	
Диапазон измерения уровня*	Место для ввода диапазона <u>мм.</u> (до 6000 мм)	
Точность	<input type="radio"/> от 5 мм. (дискретность установки герконов 5 мм) <input checked="" type="radio"/> от 10 мм. (дискретность установки герконов 10 мм)**	
Модификация*	<input type="radio"/> M1L (с цифровой СД индикацией) <input checked="" type="radio"/> M2 (без индикации) <input type="radio"/> M3 (с цифровой СД или ЖК индикацией)	
Присоединение к процессу*	<input checked="" type="radio"/> «—» (неподвижный штуцер, G1")** <input type="radio"/> «ПШ» (подвижный штуцер, G1")	

	<p>Комплект монтажных частей для присоединения к процессу (КМЧ)</p> <p><input checked="" type="radio"/> Без КМЧ**</p> <p><input type="radio"/> «G2» Переходная втулка G1"/G2"</p> <p><input type="radio"/> «1-50-06» Фланец DN 50, PN6.</p> <p><input type="radio"/> «1-50-40» Фланец DN 50, PN40.</p> <p><input type="radio"/> «1-65-06» Фланец DN 65, PN6.</p> <p><input type="radio"/> «1-65-16» Фланец DN 65, PN16.</p> <p><input type="radio"/> «1-65-40» Фланец DN 65, PN40.</p> <p><input type="radio"/> «1-80-06» Фланец DN 80, PN6.</p> <p><input type="radio"/> «1-80-16» Фланец DN 80, PN16.</p> <p><input type="radio"/> «1-80-40» Фланец DN 80, PN40.</p> <p><input type="radio"/> «1-100-06» Фланец DN 100, PN06.</p> <p><input type="radio"/> «1-100-16» Фланец DN 100, PN16.</p> <p><input type="radio"/> «1-100-40» Фланец DN 100, PN40.</p> <p><input type="radio"/> «1-125-06» Фланец DN 125, PN06.</p> <p><input type="radio"/> «1-125-16» Фланец DN 125, PN16.</p> <p><input type="radio"/> «1-125-40» Фланец DN 125, PN40.</p> <p><input type="radio"/> «1-150-06» Фланец DN 150, PN06.</p> <p><input type="radio"/> «1-150-16» Фланец DN 150, PN16.</p> <p><input type="radio"/> «1-150-40» Фланец DN 150, PN40.</p> <p>Размерный ряд в соответствии с ГОСТ 33259-2015 (тип 01)</p> <p><input type="radio"/> Исполнение фланца по отдельному согласованию: _____.</p>	
Электрическое присоединение***	<p>Кабельный ввод:</p> <p>1 2</p> <p>— <input checked="" type="radio"/></p> <p><input checked="" type="radio"/> <input type="radio"/> PGM</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBM-15(16)</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBM-22</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBП-16</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBП-20</p>	Кабельный ввод (Общепром, Ex)
	<p><input type="radio"/> <input type="radio"/> К-13</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> КБ-13</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> КБ-17</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> КТ-1/2</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> КТ-3/4</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBM-15Вн</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBM-16Вн</p> <p><input type="radio"/> <input type="radio"/> KBM-22Вн</p>	Кабельный ввод (Общепром, Ex, Exd)
<p>***—При заказе необходимо указывать два кабельных ввода для модификаций M1L и M3, пример: КТ-3/4 КТ-3/4 или КТ-3/4 КТ-1/2. При заказе одного кабельного ввода на место второго устанавливается заглушка.</p>		
Материал погружной части	<p><input type="radio"/> «01» (Сталь 08Х18Н10)</p> <p><input checked="" type="radio"/> «02» (Сталь 12Х18Н10Т)**</p> <p><input type="radio"/> «03» (Сталь 03Х17Н14М3 (AISI 316L))</p>	
Исполнение поплавка	<p><input type="radio"/> «1» (Цилиндр, D – 86 мм , H-100 мм)**</p> <p><input checked="" type="radio"/> «2» (Сфера, D – 86 мм)</p> <p><input type="radio"/> «3» (Сфера, D – 123 мм)</p>	
Напряжение питания	<p><input type="radio"/> 24 В <input checked="" type="radio"/> 220 В (для модификации M1L)</p>	

Выходные сигналы	<input checked="" type="radio"/> 4...20 мА, 2 ЭМ реле (для модификации M1L) <input type="radio"/> 4...20 мА, +HART (для модификаций: M2, M3)
** — Базовое исполнение.	
Параметры резервуара (место установки)	
	<p> <u>A</u> — Высота резервуара: _____ мм. <u>B</u> — Диаметр резервуара: _____ мм. <u>C</u> — Минимальное расстояние до стенки резервуара: _____ мм. <u>D</u> — Высота присоединительного патрубка: _____ мм. <u>E</u> — Диапазон измерения уровня: _____ мм. Примечание: Место для ввода текста. </p>
Примечание: Место для ввода текста.	

Заявки направлять по электронному адресу: elemer@elemer.ru

Для получения технико-коммерческого предложения заполните опросный лист и отправьте на sales@emis-kip.ru

Поля, обозначенные *, предназначены для расходомеров, установленных в систему дозирования!

СВЕДЕНИЯ О ЗАКАЗЧИКЕ

Организация заказчика:

Город:

ФИО и должность заказчика:

Дата заполнения:

Тел./факс:

E-mail:

Конечный заказчик:

ПРИМЕНЕНИЕ

Измеряемая среда:

☐ газ

☐ пар

☐ жидкость

Название среды (состав):

Описание тех. процесса:

Погрешность измерения:

☐ относительная

☐ приведенная

Тип учета:

☐ технологический учет

☐ коммерческий учет

***Расходомер установлен в систему дозирования:**

☐ да

☐ нет

ПАРАМЕТРЫ ПРОЦЕССА

		Мин.	Ном.	Макс.	Ед. изм.
Расход (среда - газ):	<input type="checkbox"/> рабочий <input type="checkbox"/> стандартный	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Расход (среда - жидкость):		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Давление:	<input type="checkbox"/> абсолютное <input type="checkbox"/> избыточное	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>
Температура измеряемой среды:		<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>	<input type="text"/>

***Минимальный объем дозирования, проходящего через расходомер:**

***Время прохождения дозирования:**

Плотность:

Вязкость:

Скорость потока среды:

Содержание газа в жидкости, %:

Коэффициент сжимаемости (для газа):

Сухость пара, %:

Давление насыщенных паров (для жидкостей), кПа:

Наличие механических примесей:

☐ да

☐ нет

Содержание механических примесей

Направление потока:

☐ горизонтальный

☐ вертикальный вверх

☐ вертикальный вниз

МЕСТО УСТАНОВКИ

Описание места установки прибора:

***Исполнительное устройство (тип, время открытия/закрытия):**

Параметры трубопровода:

внутренний диаметр:

мм

толщина стенки:

мм

Материал трубопровода:

Длина прямого участка:

перед прибором:

мм

после прибора:

мм

Температура окружающей среды:

от:

°C

до:

°C

Требования к взрывозащите (укажите маркировку):

Вибрация трубопровода:

☐ да

☐ нет

Наличие мощных источников электромагнитного поля:

☐ да

☐ нет

Наличие прерывающегося режима потока:

☐ да

☐ нет

ТРЕБУЕМЫЙ ТИП РАСХОДОМЕРА (укажите количество приборов)

<input type="text"/>	Вихревой ЭМИС-ВИХРЬ	<input type="text"/>	Роторный ЭМИС-ДИО	<input type="text"/>	Ротаметры ЭМИС-МЕТА
<input type="text"/>	Массовый ЭМИС-МАСС	<input type="text"/>	Электронный ЭМИС-ПЛАСТ	<input type="text"/>	Подобрать специалисту
<input type="text"/>	Электромагнитный ЭМИС-МАГ	<input type="text"/>	ЭМИС-МЕРА 300		

МАТЕРИАЛ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ И МАТЕРИАЛЫ

ЭВ-200: ☐ 20X13 ☐ 12X18H10T

ЭМ-215: ☐ Футеровка

МАТЕРИАЛЫ ФУТЕРОВОК И ПОКРЫТИЯ

ЭМ-270: ☐ ХК ☐ ПТФЭ ☐ ПФА

ЭМ-300: ☐ ПЭП-85

ТРЕБУЕМЫЙ ТИП ВЫХОДНОГО СИГНАЛА

☐ Частотный сигнал (☐ активный ☐ пассивный) ☐ Modbus

☐ Аналоговый 4-20 мА (☐ активный ☐ пассивный) ☐ HART

☐ Импульсный сигнал (☐ активный ☐ пассивный) Цена импульса:

Длительность импульса

СХЕМА ПИТАНИЯ ПРИБОРА (ТОЛЬКО ДЛЯ ЭВ200)

☐ 2х проводная схема подключения (питание по токовой петле 4-20 мА совместно с сигнальной линией) ☐ 4х проводная схема подключения (питание по отдельной линии)

ТРЕБУЕМЫЙ УРОВЕНЬ КОМПЛЕКТАЦИИ

☐ Только расходомер ☐ Расходомер с доп. комплектацией ☐ Комплекс учета

ТРЕБУЕМЫЙ КАБЕЛЬНЫЙ ВВОД

☐ Кабель 6-9 мм ☐ Бронированный кабель 9,6-16 мм ☐ Кабель под металлорукав (15, 18, 20, 22 мм)

☐ Другое Укажите диаметр металлорукава:

ДОПОЛНИТЕЛЬНАЯ КОМПЛЕКТАЦИЯ

<input type="checkbox"/> Комплект монтажных частей	<input type="checkbox"/> Блок питания	<input type="checkbox"/> Датчик давления (для ЭВ200 с ВВ)
<input type="checkbox"/> Измерительный участок	<input type="checkbox"/> Подобрать специалисту	<input type="checkbox"/> Встроенная функция вычислителя (для ЭМИС-ВИХРЬ 200)**
<input type="checkbox"/> Вычислитель	<input type="checkbox"/> Монтажная вставка	<input type="checkbox"/> Индикатор (для ЭМИС-ВИХРЬ 200)
<input type="checkbox"/> ПО верхнего уровня	<input type="checkbox"/> Термопреобразователь (для ЭВ200 с ВВ)	<input type="checkbox"/> Компьютер чистой нефти для ЭМИС-МАСС 260

ТРЕБУЕМЫЙ УРОВЕНЬ СЕРВИСА

☐ Предпроектное обследование ☐ Шефмонтаж ☐ Пусконаладочные работы

☐ Настройка выходных сигналов

****ПЕРЕЧЕНЬ АЛГОРИТМОВ ДЛЯ ЭВ200 С ФУНКЦИЕЙ ВВ**

- вода ГСССД МР 147-2008;
- насыщенный пар ГСССД МР 147-2008;
- перегретый пар по ГСССД МР 147-2008;
- воздух по ГСССД 8-79;
- природный газ по ГОСТ 30319.2-2015;
- природный газ по ГОСТ 30319.3-2015;
- природный газ по ГОСТ Р 8.662-2009;
- нефтяной газ по ГСССД МР 113-03.

ДОПОЛНИТЕЛЬНЫЕ КОММЕНТАРИИ

Опросный лист для выбора манометра электронного МТИ-100

*- поля обязательные для заполнения

Общая информация			
Предприятие*:			Дата заполнения: 06.11.2014
Контактное лицо*:			Тел/факс*:
Адрес*:			E-mail*:
Опросный лист №	Позиция по проекту:		Количество*:
Параметр			
1	Тип манометра	<input checked="" type="radio"/> МТИ-100	
2	Вид исполнения	<input checked="" type="radio"/> Общепромышленное <input type="radio"/> Искробезопасная цепь (Ex)	
3	Модификация	<input checked="" type="radio"/> М3 (малогабаритный с детектором) <input type="radio"/> М4 (с детектором и архивом) <input type="radio"/> М4НГ (с детектором и архивом + нержавеющий корпус)	
4	Код вибростойкого исполнения согласно ГОСТ Р 52931	<input type="radio"/> «-» вибростойкое исполнение группы V2 (150 Гц, 2g, 0,15 мм) <input type="radio"/> V1 вибростойкое исполнение группы G1 (2000 Гц, 5g, 0,35 мм) <input checked="" type="radio"/> V2 вибростойкое исполнение группы G2 (2000 Гц, 10g, 0,75 мм)	
5	Вид измеряемого давления:	<input type="radio"/> Абсолютное давление (ДА) <input type="radio"/> Избыточное давление (ДИ) <input checked="" type="radio"/> Давление-разрежение (ДИВ)	
6	Код модели		
7	Верхний предел (диапазон) измерения дискретной шкалы и единицы измерений	<input checked="" type="radio"/> МПа , <input type="radio"/> кПа, <input type="radio"/> кгс/см2, <input type="radio"/> другие	
8	Класс безопасности для приборов с кодом при заказе А:	<input checked="" type="radio"/> 3 (с приемкой уполномоченной организацией ОАО «Концерн Росэнергоатом») <input type="radio"/> 3Н (с приемкой уполномоченной организацией ОАО «Концерн Росэнергоатом») <input type="radio"/> 4 (без приемки)	
9	Код класса точности (основная приведенная погрешность)	<input type="radio"/> А01 (0,1%) <input checked="" type="radio"/> В02 (0,2%) <input type="radio"/> С04 (0,4%) <input type="radio"/> D06 (0,6%)	

10	Климатическое исполнение	<input checked="" type="radio"/> +5...+50°C <input type="radio"/> -5...+50°C <input type="radio"/> -10...+70°C <input type="radio"/> -40...+70°C	
11	Измеряемая среда	°C	
	Температура измеряемой среды	°C	
12	Конструктивное исполнение сенсора	<input checked="" type="radio"/> Встроенный сенсор <input type="radio"/> Выносной сенсор с кабелем Длина кабеля , м	
13	Исполнения по материалам мембраны	<input type="radio"/> нержавеющая сталь 316L <input type="radio"/> Хастеллой-С <input type="radio"/> Титановый сплав <input type="radio"/> Без защитной мембраны (для моделей ДИВ с кодом ВНxxx)	
14	Исполнения по материалам штуцера	<input type="radio"/> нержавеющая сталь 316L <input type="radio"/> Хастеллой-С (ХН65МВ)	
15	Присоединение к процессу (резьба штуцера)	<input checked="" type="radio"/> М20х1,5 <input type="radio"/> G1/2 <input type="radio"/> Открытая мембрана М20х1,5 <input type="radio"/> Открытая мембрана М24х1,5	
16	Комплект монтажных частей	<input checked="" type="radio"/> Переходник с М20х1,5 на наружную резьбу М12х1,5 <input type="radio"/> Переходник с М20х1,5 на внутреннюю резьбу К1/4 (1/4NPT) <input type="radio"/> Переходник с М20х1,5 на внутреннюю резьбу К1/2 (1/2NPT) <input checked="" type="radio"/> Переходник с М20х1,5 на наружную резьбу К1/4 (1/4NPT) <input type="radio"/> Переходник с М20х1,5 на наружную резьбу К1/2 (1/2NPT)	<input type="radio"/> ниппель с накидной гайкой <input type="radio"/> Бобышка М20х1,5 <input checked="" type="radio"/> Бобышка М24х1,5 <input checked="" type="radio"/> Бобышка G1/2
17	Кронштейн	<input type="radio"/> да <input type="radio"/> нет	
18	Клапанный блок	<input type="radio"/> без клапанного блока, <input type="radio"/> E10, <input checked="" type="radio"/> E12, <input type="radio"/> E22	
19	Дополнительные стендовые испытания в течении 360 часов (опция)	<input checked="" type="radio"/> да <input type="radio"/> нет	
20	Примечание:		

Заявки направлять по электронному адресу: elemer@elemer.ru

СОГЛАСОВАНО
Первый заместитель
Генерального директора
НПП «ЭЛЕМЕР»

_____ А.В. Косотуров

« _____ » _____ 2020 г.

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор

НПП «ЭЛЕМЕР»

_____ В.М. Окладников

« _____ » _____ 2020 г.

Термопреобразователи прецизионные

ПТ 0304-ВТ

ФОРМА ЗАКАЗА

Вводится в действие с « _____ » _____ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО

Зам. Генерального директора
по маркетингу

_____ Р.О. Балуюев
« _____ » _____ 2020 г.

Технический директор

_____ Д.В. Дегтярев
« _____ » _____ 2020 г.

Начальник ОПТ

_____ А. Р. Зорин
« _____ » _____ 2020 г.

СОГЛАСОВАНО

Главный конструктор по
направлению «Термометрия»

_____ Р.А. Болтенков
« _____ » _____ 2020 г.

Начальник ОС и ТД

_____ Л.И. Толбина
« _____ » _____ 2020 г.

Начальник МС

_____ Б.А. Клюка
« _____ » _____ 2020 г.

Разработал:

Руководитель направления «Термометрия»

_____ А. С. Верендеев

Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ предназначены для измерений и непрерывного преобразования значений температуры твердых, жидких, газообразных и сыпучих веществ, а также природного газа, нефти и нефтепродуктов в соответствии с утвержденными Правилами учета нефти в унифицированный выходной сигнал постоянного тока и (или) в цифровой сигнал HART-протокола. ПТ 0304-ВТ состоят из измерительного преобразователя (ИП) и первичного преобразователя (ПП).

ПТ 0304-ВТ изготавливаются в виде единой конструкции, а также могут быть представлены отдельными элементами - ПП и ИП.

ИП конструктивно выполнен в корпусе, в котором размещены АЦП, ЦАП и модуль индикации (в зависимости от исполнения). Для подключения ПП к ИП и вывода выходного сигнала в корпусе ИП предусмотрены клеммные соединители. Схема соединений ПП с ИП – четырехпроводная.

ПП состоит из вставки измерительной с одним или двумя чувствительными элементами (ЧЭ). В качестве ЧЭ используются платиновые термопреобразователи сопротивления (ТС) с индивидуальной статической характеристикой (ИСХ), представленной в виде функции Каллендара-Ван Дюзена (КВД), или с номинальной статической характеристикой (НСХ) Pt100, 100П, помещенные в защитную арматуру. ПП могут комплектоваться защитными гильзами (см. форму заказа ГЗ-016).

Вид климатического исполнения по ГОСТ 15150-69: УХЛ1. Другое по согласованию.

Вибропрочность по ГОСТ Р 52931-2008: V3 (базовое исполнение).

Возможна поставка с «глухой» крышкой (без окна индикатора).

Пример кода заказа в виде таблицы:

ПТ 0304Exd-ВТ	52	1xPt100W	VD4	C4	(-50...+160)	D60	L320	A1	T-40...+150	M20M20
02	04	06	08	10	12	14	16	18	20	22

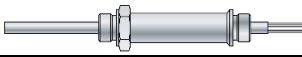
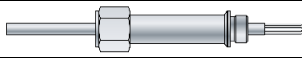


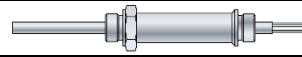
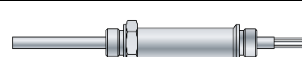
—	АГ03	K13	ta40	VK2	ТУ	—	—	—	УЗП1
24	28	30	32	34	36	38	40	44	46







Пример кода заказа в виде строки:







ПТ 0304Exd-ВТ 52 1xPt100W VD4 C4 (-50...+160) D60 L320 A1 T-40...+150 M20M20 АГ03 K13 ta40 VK2 УЗП1

Пример заказа (только ПП): **ПТ 0304Exd-ВТ 52 1xPt100W VD4 C4 (-50...+160) D60 L250 M20M20 V2**

Пример заказа (только ИП): **ПТ 0304Exd-ВТ VD4 A1 T-40...+160 АГ03 K13 ta40 V2**

№ поля	Код	Описание	Технические характеристики	Примечания						
02	Термопреобразователи прецизионные ПТ 0304-ВТ									
	ПТ 0304-ВТ	Общепромышленное исполнение.								
	ПТ 0304Ex-ВТ	Взрывобезопасное исполнение, маркировка «0Ex ia ПС Т6...Т1 Ga X» ГОСТ 31610.0-2014.								
	ПТ 0304Exd-ВТ	Взрывобезопасное исполнение, маркировка «1Ex d ПС Т6...Т1 Gb X» ГОСТ 31610.0-2014.								
04	Номер конструктивного исполнения первичного преобразователя (ПП)									
	Не указано	Без ПП								
	52*	Проволочные ЧЭ (Wire)	ТВТ-1002. Присоединение к гильзе: внешняя резьба, подпружиненный							
	62	Проволочные ЧЭ (Wire)	ТВТ-1002. Присоединение к гильзе: внутренняя резьба, подпружиненный							
	71	Пленочные ЧЭ (Film)	ТС-1187/8. Присоединение к процессу:							
	72	Проволочные ЧЭ (Wire)	Гибкий кабель в стальной оболочке							
	81	Пленочные ЧЭ (Film)	ТС-1187/8. Присоединение к процессу: внешняя							
	82	Проволочные ЧЭ (Wire)	резьба + гибкий кабель в стальной оболочке							
	92	Проволочные ЧЭ (Wire)	ТС-1187/4-2БГ. Герметичность (до 10МПа) при разрушении защитной арматуры							
	102	Проволочные ЧЭ (Wire)	ТС-1187/4-3БГ. Герметичность (до 10МПа) при разрушении защитной арматуры, с клапаном контроля утечек.							
06	Количество ЧЭ и номинальная статическая характеристика, НСХ									
	1xPt100F	Один пленочный ЧЭ Pt100	$(\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$							
	1x100PtF	Один пленочный ЧЭ 100П	$(\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$							
	2xPt100F	Два пленочных ЧЭ Pt100	$(\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$	Только для $\phi 6,0$ мм						
	2x100PtF	Два пленочных ЧЭ 100П	$(\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$	Только для $\phi 6,0$ мм						
	1xPt100W*	Один проволочный ЧЭ Pt100	$(\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$							
	1x100PtW	Один проволочный ЧЭ 100П	$(\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$							
	2xPt100W	Два проволочных ЧЭ Pt100	$(\alpha=0,00385\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$	Только для $\phi 6,0$ мм						
	2x100PtW	Два проволочных ЧЭ 100П	$(\alpha=0,00391\text{ }^{\circ}\text{C}^{-1})$	Только для $\phi 6,0$ мм						
08	Класс допуска ПП по ГОСТ 6651 или код ИСХ ПП, максимальный диапазон измеряемой температуры ПП									
	Класс допуска	Для пленочных ЧЭ (F)	Для проволочных ЧЭ	Значение						
	AA	0...+150 °C	-50...+250 °C	$\pm(0,1+0,0017\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	A	-30...+300 °C	-100...+450 °C	$\pm(0,15+0,002\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	B	-50...+500 °C	-196...+600 °C	$\pm(0,3+0,005\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	C	-50...+500 °C	-196...+600 °C	$\pm(0,6+0,01\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	Код ИСХ	Для пленочных ЧЭ (F)	Для проволочных ЧЭ	Значение						
	VD4*	-	-50...+160 °C	ИСХ $\pm(0,03+1\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	VD5	-	-50...+250 °C	ИСХ $\pm(0,05+1,5\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
	VD6	-	-50...+450 °C	ИСХ $\pm(0,1+2\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$						
10	Схема соединения ПП									
	C4*	4-х проводная схема								
12	Рабочий диапазон измерений ПП, °C									
		Класс допуска для пленочных ЧЭ (F)	Класс допуска для проволочных ЧЭ (W)							
	(0...+150)	AA	A	B	C	AA	A	B	C	
	(-30...+300)	-	A	B	C	-	A	B	C	
	(-50...+200)	-	-	B	C	AA	A	B	C	
	(-50...+350)	-	-	B	C	-	-	B	C	
	(-50...+500)	-	-	B	C	-	-	B	C	
	(-50...+250)	-	-	B	C	AA	A	B	C	
	(-100...+450)	-	-	-	-	-	A	B	C	
	(-50...+600)	-	-	-	-	-	-	B	C	Только для Pt100W
	(-196...+150)	-	-	-	C	-	-	B	C	Только для Pt100W и Pt100F
	(-196...+600)	-	-	-	-	-	-	B	C	Только для Pt100W
	(-50...+160)*	-	-	-	-	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ $\pm(0,03+1\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$
	(-50...+250)	-	-	-	-	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ $\pm(0,05+1,5\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$
	(-50...+450)	-	-	-	-	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ	ИСХ $\pm(0,1+2\cdot 10^{-4}\cdot t)\text{ }^{\circ}\text{C}$
	(XXX...XXX)	Другое по согласованию								
14	Диаметр монтажной части ПП, мм									
	D30	3,0								
	D40	4,0								
	D45	4,5								
	D60*	6,0								
	D6080	6,0 с переходом на 8,0								
	D60100	6,0 с переходом на 10,0								
	D80	8,0			Для конструктивных исполнений 92, 102					
	D100	10,0			Для конструктивных исполнений 92, 102					

16	Длина монтажной части ПП, мм								
	L60	60		Допуск 0...+ 2 мм					
	L320	100		Допуск 0...+ 2 мм					
	L25000	25000	Для конструктивных исполнений 71, 72, 81, 82	Допуск 0...+ 10 мм					
	LXXXX	Другое по согласованию (с шагом 1 мм)							
18	Допускаемая погрешность измерительного преобразователя (ИП)								
	Не указано	Измерительный преобразователь отсутствует							
	A1*	Измерительный преобразователь ИП0304ВТ-А1 (повышенной точности)							
	B1	Измерительный преобразователь ИП0304ВТ-В1							
ИСХ, НСХ	Диапазон измерений, °С	Пределы допускаемого отклонения от ИСХ, НСХ ПП Δ _{ПП} , °С	Диапазон измерений ИП, °С	Пределы допускаемой основной погрешности ИП					
				цифрового сигнала HART, Δ _{АЦП} , °С		ЦАП, Δ _{ЦАП}			
				A1	B1	Δ _{ЦАП} , мА		Δ _{ЦАП} , %	
						A1	B1	A1	B1
КВД	от -50 до +160	±(0,03+1·10 ⁻⁴ · t)	от -50 до +250	±0,03	±0,06	±0,004	±0,008	±0,025	±0,05
	от -50 до +250	±(0,05+1,5·10 ⁻⁴ · t)							
	от -50 до +450	±(0,1+2·10 ⁻⁴ · t)	от -50 до +450	±0,03	±0,06				
Pt100, 100П	от -50 до +250	±(0,1+0,0017· t) для класса АА	от -200 до +600	±0,03	±0,06	±0,004	±0,008	±0,025	±0,05
	от -100 до +450	±(0,15+0,002· t) для класса А							
	от -196 до +600	±(0,3+0,005· t) для класса В							
	от -196 до +600	±(0,6+0,01· t) для класса С							
t - значение измеряемой температуры, °С.									
Пределы допускаемой основной погрешности термопреобразователей, Δ ₀ , °С, по цифровому сигналу рассчитывают по формуле				Пределы допускаемой основной погрешности термопреобразователей, Δ ₀ , °С, по унифицированному выходному сигналу рассчитывают по формуле					
$\Delta_0 = \pm \sqrt{\Delta_{\text{АЦП}}^2 + \Delta_{\text{ПП}}^2}$				$\Delta_0 = \pm \sqrt{(\Delta_{\text{АЦП}} + \Delta_{\text{ЦАП}})^2 + \Delta_{\text{ПП}}^2}$					
где Δ _{АЦП} - пределы допускаемой основной погрешности цифрового сигнала ИП протоколу HART, °С									
Δ _{ПП} - пределы допускаемого отклонения от ИСХ, НСХ ПП, °С; Δ _{ЦАП} – пределы допускаемой основной погрешности ЦАП, °С									
20	Диапазон измерений ИП, °С								
	Не указано*	Диапазон измерений ИП равен указанному в п.12							
	T-10...120	При -10 °С значение тока на выходе ИП равно 4 мА, при 120 °С на выходе ИП ток 20 мА. Зависимость линейная.							
	TXXX...XXX	Другой по согласованию, но не выходящий из диапазона указанного в п.12							
22	Присоединение к процессу								
		Присоединение к клеммной головке (к корпусу ИП), наружная резьба	Присоединение к защитной гильзе - наружная резьба (для исполнения 52, 81, 82, 92, 102)						
	M20M20*	M20x1,5	наружная M20x1,5						
	M20M18	M20x1,5	наружная M18x1,5						
	M20G12	M20x1,5	наружная G1/2						
	M20N12	M20x1,5	наружная 1/2NPT						
	N12M20	1/2NPT	наружная M20x1,5						
	N12N12	1/2NPT	наружная 1/2NPT						
		Присоединение к клеммной головке (к корпусу ИП), наружная резьба	Присоединение к защитной гильзе – внутренняя резьба (для исполнения 62)						
	M20M20V	M20x1,5	внутренняя M20x1,5						
	N12M20V	1/2NPT	внутренняя M20x1,5						
	XXXX	Другое по согласованию							
24	Длина удлинителя арматуры (удлиняющего переходника), мм. Верхняя внутренняя резьба только M20x1,5								
	Не указано*	Без удлинителя							
	H80M20	80	Нижняя наружная резьба M20x1,5						
	H80N12	80	Нижняя наружная резьба 1/2NPT						
	H200M20	200	Нижняя наружная резьба M20x1,5						
	H200N12	200	Нижняя наружная резьба 1/2NPT						
	HXXXX	Другое по согласованию							
28	Тип клеммной головки (Корпус ИП)								
	АГ03	Алюминиевый сплав. IP66							
	НГ03	Нержавеющая сталь. IP66							
	АГ03М	Алюминиевый сплав. IP66	Возможность настенного крепление ИП						
	НГ03М	Нержавеющая сталь. IP66	Возможность настенного крепление ИП						
	АГ24	Алюминиевый сплав. IP67	Без модуля индикации						
	НГ24	Нержавеющая сталь. IP67	Без модуля индикации						

30	Тип кабельного ввода/Тип электрического разъема			
	Не указано	Без кабельного ввода	Резьба под кабельный ввод M20x1,5	
	K13*	Нержавеющая сталь. IP67	Под кабель до Ø13 мм	
	KB13	Нержавеющая сталь. IP67	Под бронированный кабель до Ø13 мм	
	KB17	Нержавеющая сталь. IP67	Под бронированный кабель до Ø17 мм	
	KBM16Вн	Нержавеющая сталь. IP67	Под металлорукав Ø15-Ø16 мм	
	KBM20Вн	Нержавеющая сталь. IP67	Под металлорукав Ø20 мм	
	KBM22Вн	Нержавеющая сталь. IP67	Под металлорукав Ø22 мм	
	KT1/2	Нержавеющая сталь. IP67	Под трубный монтаж NPT1/2	
	KT3/4	Нержавеющая сталь. IP67	Под трубный монтаж NPT3/4	
	PGM	Никелированная латунь, IP67	Под кабель Ø4-Ø9 мм. Кроме Exd	
	PLT164	Никелированная латунь, IP54	4 pin, с ответной частью в комплекте. Кроме Exd	
	XXXX	Другое по согласованию		
32	Климатическое исполнение			
	ta40*	Диапазон температур окружающей среды от минус 40 до плюс 85 °С (для исполнения Ex или Exd до плюс 70 °С)		
	ta60	Диапазон температур окружающей среды от минус 60 до плюс 85 °С (для исполнения Ex или Exd до плюс 70 °С)		
34	Поверка			
	V1	Отметки о поверке в паспорте ПП (при наличии) и в паспорте ИП (при наличии). Без совместной калибровки.		
	V2	Свидетельства о поверке установленного образца ПП (при наличии) и ИП (при наличии). Без совместной калибровки.		
	VK1	Совместная калибровка с протоколом. Отметки о поверке в паспорте ПП и в паспорте ИП.		
	VK2*	Совместная калибровка с сертификатом. Отметки о поверке в паспорте ПП и в паспорте ИП. Свидетельство о поверке установленного образца ПТ 0304-ВТ.		
36	Обозначение технических условий ТУ			
38	Статус заказа			
	Не указано*	Стандартный		
	H3	С листом согласования (п.40)		
	ГОЗ	Гособоронзаказ		
	ГС	Для объектов ПАО «ГАЗПРОМ»		
	СМ	Для объектов ПАО «ТРАНСНЕФТЬ»		
40	Дополнительные требования оговорены листом согласования			
	№XXX	Номер листа согласования		
44	Комплект монтажных частей			
	Не указано*	Без дополнительных монтажных частей		
	KP1	Кронштейн из нержавеющей стали для крепления ПТ0304ВТ на трубу D50	Для типа клеммной головки АГ03М и НГ03М	
	XXXX	Другое по согласованию		
46	Встроенное устройство защиты от импульсных перенапряжений			
	Не указано*	Без УЗП		
	УЗП1	УЗП1	Для типа клеммной головки АГ03 и НГ03	
	* - Базовое исполнение			

Лист согласования. Пример содержания.

1. С протоколом испытаний на герметичность арматуры (Гидроиспытания, вода, Рисп=10 МПа)
2. С протоколом испытаний на вибропрочность, группа V3 по ГОСТ Р 52931-2008.
3. Собрать с гильзой «ГЗ-016-01 М33х2 М20х1,5 12Х18Н10Т L320мм Н120мм 6мм» (Заказ №xxxxx)
4. Собрать с бобышкой «БП1 М33х2 60мм 12Х18Н10Т» (Заказ №xxxxx)
5. Скомплектовать обжимным фитингом 6хМ20х1,5 (Заказ №xxxxx). Не закреплять.
6. Окрасить крышки корпуса в красный цвет (RAL3020)



Опросный лист для выбора датчика давления

*- поля обязательные для заполнения

Общая информация		
Предприятие*: Место для ввода текста.		Дата заполнения: 15.11.2017
Контактное лицо*: Место для ввода текста.		Тел/факс*: Место для ввода текста.
Адрес: Место для ввода текста.		E-mail: Место для ввода текста.
Опросный лист № Место для ввода текста.	Позиция по проекту: Место для ввода текста.	Количество*: Место для ввода текста.
Параметры		
Вид исполнения	<input checked="" type="radio"/> Общепромышленное <input type="radio"/> Искробезопасная цепь (Ex) <input type="radio"/> Взрывонепроницаемая оболочка (Exd) <input type="radio"/> Взрывонепроницаемая оболочка (Exd) + Искробезопасная цепь (Ex) <input type="radio"/> Атомное (А) <input type="radio"/> Атомное, искробезопасная цепь (АEx) <input type="radio"/> Кислородное <input type="radio"/> Морское	
Класс безопасности (только для датчиков в атомном исполнении)	<input type="radio"/> 2, <input type="radio"/> 2НУ, <input type="radio"/> 2У, <input type="radio"/> 2Н, <input type="radio"/> 3, <input type="radio"/> 3НУ, <input type="radio"/> 3У, <input type="radio"/> 3Н, <input checked="" type="radio"/> 4 (без приемки).	
Измеряемый параметр*	<input type="radio"/> Абсолютное давление (ДА) <input checked="" type="radio"/> Избыточное давление (ДИ) <input type="radio"/> Разряжение (ДВ) <input type="radio"/> Давление-разрежение (ДИВ) <input type="radio"/> Перепад давления (ДД) <input type="radio"/> Гидростатическое (ДГ) фланцевое исполнение <input type="radio"/> Гидростатическое (ДГ) погружное исполнение	
Диапазон измерения*	Место для ввода текста. <input type="radio"/> МПа, <input checked="" type="radio"/> кПа, <input type="radio"/> кгс/см ² , <input type="radio"/> другие Место для ввода текста.	
Корпус	<input checked="" type="radio"/> Алюминиевый сплав, <input type="radio"/> Нержавеющая сталь	
Наличие индикации	<input checked="" type="radio"/> без индикации, <input type="radio"/> со светодиодной индикацией (СД) (до -60°C) <input type="radio"/> с жидкокристаллической индикацией (ЖКИ) (до -30°C)	
Наличие реле	<input checked="" type="radio"/> без реле, <input type="radio"/> оптореле, <input type="radio"/> электромагнитное реле	
Требуемая основная приведенная погрешность измерения	Место для ввода текста. %	
Измеряемая среда	Место для ввода текста.	
Температура измеряемой среды	от Место для ввода текста. °C	
Температура окружающей среды	от Место для ввода текста. до Место для ввода текста. °C	
Рабочее избыточное давление (только для ДД)*	Место для ввода текста. МПа	
Материал мембраны	<input checked="" type="radio"/> 316L, <input type="radio"/> Хастеллой, <input type="radio"/> Керамика, <input type="radio"/> Тантал, <input type="radio"/> Фторопласт	
Материал штуцера (фланца)	<input checked="" type="radio"/> 316L, <input type="radio"/> Хастеллой, <input type="radio"/> 12Х18Н10Т	

Выходной сигнал	<input type="radio"/> 0...5 мА <input checked="" type="radio"/> 4...20 мА + Hart <input type="radio"/> 0...5 мА, 4...20 мА + Hart <input type="checkbox"/> Hart с DD-описанием <input type="radio"/> Modbus RTU <input type="radio"/> Fieldbus		<input type="checkbox"/> корнеизвлекающая зависимость (для датчиков ДД) <input type="checkbox"/> обратная зависимость токового сигнала 20...4 мА, 5..0 мА	
Электрическое присоединение	<input type="radio"/> ШР14, <input type="radio"/> ШР22, <input checked="" type="radio"/> GSP, <input type="radio"/> PLT		электрический разъем **	
	<input type="radio"/> PGK <input type="radio"/> PGM, <input type="radio"/> Сальник, <input type="radio"/> KBM15(16), <input type="radio"/> KBM20(22), <input type="radio"/> KBП16, <input type="radio"/> KBП20		кабельный ввод (Общепром, Ex, А, АEx)	
	<input type="radio"/> К13, <input type="radio"/> КБ13, <input type="radio"/> КБ17 <input type="radio"/> КТ1/2, <input type="radio"/> КТ3/4, <input type="radio"/> KBM 15(16), <input type="radio"/> KBM 20(22)		кабельный ввод (Общепром, Ex, Exd, А, АEx)	
Соединение с процессом	<input checked="" type="radio"/> M20x1.5, <input type="radio"/> M39x1.5, <input type="radio"/> M24x1.5 <input type="radio"/> K1/2 (1/2NPT) <input type="radio"/> K1/4 (1/4NPT)		<input type="radio"/> внутренняя резьба <input checked="" type="radio"/> наружная резьба <input type="checkbox"/> открытая мембрана	
Комплект монтажных частей (КМЧ)	<input checked="" type="radio"/> без КМЧ <input type="radio"/> ниппель с накидной гайкой <i>материал ниппеля:</i> <input type="radio"/> нержавеющая сталь <input type="radio"/> сталь20		<input type="checkbox"/> Монтажные фланцы <input type="checkbox"/> бобышка	
Кронштейн	<input type="radio"/> да <input checked="" type="radio"/> нет			
Клапанный блок	<input type="checkbox"/> в сборе с датчиком, <input checked="" type="checkbox"/> нет			
	<input type="radio"/> 1х вентильный	<input type="radio"/> 2х вентильный	<input type="radio"/> 3х вентильный	<input type="radio"/> 5х вентильный
Разделитель сред	<input type="checkbox"/> в сборе с датчиком, <input checked="" type="checkbox"/> нет			
	<input type="radio"/> ВА (штуцерного исполнения)	<input type="radio"/> BW (штуцерного исполнения)	<input type="radio"/> WF (фланцевого исполнения)	
Примечание: Место для ввода текста.				

** - ответная часть электрических разъемов входит в комплект поставки.

Заявки направлять по электронному адресу: elemer@elemer.ru